COMMISSION GEOLOGIQUE DU CANADA
GEOLOGICAL SURVEY OF CANADA

ETUDE 87-26

RESSOURCES EN PÉTROLE CONVENTIONNEL DE L'OUEST CANADIEN

(LÉGER ET MOYEN)

PARTIE I : RÉSERVES ET POTENTIEL
Podruski J.A., Barclay J.E., Hamblin A.P., Lee P.J.,
Osadetz K.G., Proeter R.M. et Taylor G.C.

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE
Conn R.F. et Christie J.A.

Canada

1988

88-04021/

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
ÉTUDE 87-26

RESSOURCES EN PÉTROLE CONVENTIONNEL DE L'OUEST CANADIEN

(LÉGER ET MOYEN)

PARTIE I : RÉSERVES ET POTENTIEL
Podruski J.A., Barclay J.E., Hamblin A.P., Lee P.J.,
Osadetz K.G., Procter R.M. et Taylor G.C.

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE
Conn R.F. et Christie J.A.

©Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

En vente au Canada chez

Les libraires autorisés
et autres libraires

En vente par la poste

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Hull (Québec) Canada K1A 0S9

et

Commission géologique du Canada
601, rue Booth
Ottawa (Canada) K1A 0E8

et

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
Commission géologique du Canada
3303, 33e Rue N.-O.
Calgary (Alberta) T2L 2A7

Des exemplaires de cette publication sont également déposés dans diverses bibliothèques publiques du Canada

N° de catalogue M44-87/26F Canada : 10,00 $
ISBN 0-660-92288-6 Autres pays : 12,00 $

Prix sujets à changement sans préavis

Révision scientifique de la version anglaise

P. Fitzgerald-Moore

Révision scientifique de la version française

P. Côté

Chef de la production

L. Mac Lachlan

Mise en page et illustrations sous la supervision de

J.W. Thomson
W.P. Vermette

Composition sous la supervision de

P.L. Greener

Sections de la cartographie et du traitement de texte

Institut de géologie sédimentaire et pétrolière

Adresse des auteurs

Podruski J.A., Barclay J.E., Hamblin A.P., Lee P.J.,
Osadetz K.G., Procter R.M. et Taylor G.C.
Institut de géologie sédimentaire et pétrolière
3303, 33e Rue N.-O.
Calgary (Alberta) T2L 2A7

Conn R.F. et Christie J.A.
Direction des ressources pétrolières
580, rue Booth,
Ottawa (Ontario) K1A 0E4

This publication is also available in English

PRÉFACE

La découverte majeure de pétrole faite à Leduc en 1947 a mené à l'essor d'une industrie pétrolière canadienne très prospère. Le pétrole conventionnel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a toujours constitué depuis la principale source des approvisionnements en pétrole du pays. Toutefois, les réserves de pétrole conventionnel s'épuisent et il est nécessaire d'estimer de manière systématique les quantités de pétrole non découvert que renferme vraisemblablement encore le bassin ainsi que les conditions économiques dans lesquelles ce pétrole peut être découvert et exploité.

La partie I de la présente étude fournit l'estimation des ressources non découvertes de pétrole conventionnel léger et moyen, telle que préparée en 1986 par la Commission géologique du Canada. Il s'agit d'une analyse exhaustive des ressources de la région basée sur une analyse géologique, technique et statistique des zones actuelles de production ainsi que des régions non encore parfaitement explorées. Ces renseignements sont utilisés pour établir une estimation des ressources futures, exprimée sous forme de probabilités.

La partie II est une analyse économique supervisée par le Secteur des ressources énergétiques du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada. À partir des renseignements fournis dans la partie I, cette analyse établit la relation entre le prix du pétrole à la tête de puits et la rentabilité à long terme des ressources non découvertes en fonction d'un ensemble d'hypothèses sur les méthodes, les coûts et la fiscalité.

L'évaluation des ressources pétrolières et gazières de chacun des principaux bassins sédimentaires du Canada est préparée sur une base régulière par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada. Ces évaluations fournissent des analyses opportunes et objectives des ressources pétrolières et gazières du Canada et constituent le fondement de la planification des approvisionnements futurs. Il est à espérer que les renseignements fournis dans la présente étude permettront non seulement de reconnaître les possibilités d'exploration et de mise en valeur des ressources conventionnelles de l'Ouest canadien, mais qu'ils contribueront de plus au perfectionnement de la science complexe de l'évaluation des ressources. Ce rapport présentera un intérêt particulier pour quiconque désire obtenir une vue d'ensemble de la géologie des zones pétrolières et un résumé de leurs ressources.

OTTAWA, juillet 1987

R.A. Price
Sous-ministre adjoint
Commission géologique du Canada

R.G. Skinner
Sous-ministre adjoint
Secteur des ressources énergétiques

PREFACE

The major oil discovery at Leduc in 1947 led to the development of a vital Canadian petroleum industry. Conventional oil from the Western Canada Sedimentary Basin has been the mainstay of the nation's oil supply ever since. However, conventional oil reserves are being depleted and there is a need to systematically estimate both the amount of undiscovered oil likely to remain in the basin and the economic conditions under which it may be found and developed.

Part I of this paper presents estimates of remaining conventional light and medium oil potential prepared in 1986 by the Geological Survey of Canada. It is a comprehensive analysis of the resource endowment of the region based upon extensive geological, technical and statistical analysis of both present production areas and regions still to be fully explored. This information is used to develop an estimate of future resources expressed in terms of probability.

Part II is an economic analysis coordinated by the Energy Commodities Sector of the Department of Energy, Mines and Resources Canada. It takes the information from Part I and determines the relationship between the wellhead price of oil and the long-term profitability of the undiscovered resources under a set of technical, cost and fiscal assumptions.

Assessments of the oil and gas resources of each of the major sedimentary basins of Canada are prepared on a regular basis by the Department of Energy, Mines and Resources Canada. These assessments provide timely objective analyses of Canada's oil and gas resources and form a basis for future supply planning. It is hoped that the information provided in this study will not only identify opportunities for exploration and development in western Canada conventional resources, but also contribute to the complex science of resource appraisal. The report will be of special interest to anyone who wants an overview of the geological basis for the exploration plays and a synopsis of their resources.

OTTAWA, July 1987

R.A. Price
Assistant Deputy Minister
Geological Survey of Canada

R.G. Skinner
Assistant Deputy Minister
Energy Commodities Sector

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ 1

SOMMAIRE 2

PARTIE I : RÉSERVES ET POTENTIEL

INTRODUCTION 7

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES 8

CADRE GÉOLOGIQUE 15

ÉVOLUTION DU BASSIN 15

LE CAMBRIEN, L'ORDOVICIEN ET LE SILURIEN 18

MODE DE SÉDIMENTATION 18
RÉPARTITION 19
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 19
ZONES PÉTROLIÈRES 20
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 20
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 21

LE DÉVONIEN 22

MODE DE SÉDIMENTATION 22
UNITÉS DE CARBONATES - ROCHES-RÉSERVOIRS 23
UNITÉS DE BASSIN - ROCHES MÈRES ET ROCHES-BARRIÈRES 24
RÉPARTITION 25
OCCURRENCES DE PÉTROLE 26
SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE 28

SECTEUR DU NORD DE L'ALBERTA 28
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 28
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 30
ZONES PÉTROLIÈRES 30
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 30
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 30
KEG RIVER 31
MEMBRE DE ZAMA 32
MUSKEG 33
BISTCHO 34

SECTEUR DE L'ARCHE DE PEACE RIVER 35
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 35
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 37
ZONES PÉTROLIÈRES 37
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 37
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 37
GILWOOD-MITSUE 37
ROCHES CLASTIQUES DU DÉVONIEN MOYEN 38
KEG RIVER (SENEX) 39
SLAVE POINT (SAWN) 40
SLAVE POINT (GOLDEN) 41
LEDUC (PEACE RIVER) 42
WABAMUN (PEACE RIVER) 42

SECTEUR DU CENTRE DE L'ALBERTA 44
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 44
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 45
ZONES PÉTROLIÈRES 46
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 46
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 46
BEAVERHILL LAKE 46
LEDUC (DEEP BASIN) 48
LEDUC (RIMBEY-MEADOWBROOK) 49
LEDUC (BASHAW) 50
NISKU (MEEKWAP) 51
NISKU (WEST PEMBINA) 52
NISKU (PLATE-FORME) 53
WABAMUN (LIMITE D'ÉROSION) 54

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON 55
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 55
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 55
ZONES PÉTROLIÈRES 56
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 56
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 57
LEDUC-NISKU (SUD DE L'ALBERTA) 58

LE CARBONIFÈRE ET LE PERMIEN 59

MODE DE SÉDIMENTATION 59
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE 60
OCCURRENCES DE PÉTROLE 62
SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE 62

SECTEUR DE PEACE RIVER 62
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 62
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 63
ZONES PÉTROLIÈRES 64
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 64
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 64
BELLOY (PEACE RIVER) 64

SECTEUR DE LA PLATE-FORME DE L'ALBERTA 65
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 65
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 66
ZONES PÉTROLIÈRES 66
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 66
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 66
CARBONIFÈRE (ARCHE DE SWEETGRASS) 68
LIMITE DE BANFF (SUD DE L'ALBERTA) 69
LIMITE DE BANFF (CENTRE DE L'ALBERTA) 70
LIMITE DE PEKISKO 71
LIMITE D'ELKTON 72
DESAN 73

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON 74
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 74
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 75
ZONES PÉTROLIÈRES 75
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 76
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 76
LODGEPOLE 77
SOURIS VALLEY-TILSTON 78
FROBISHER-ALIDA 79
MIDALE 80
RATCLIFFE STRUCTURAL 81
RATCLIFFE STRATIGRAPHIQUE 82

LE TRIAS ET LE JURASSIQUE 83

MODE DE SÉDIMENTATION ET RÉPARTITION 83
OCCURRENCES DE PÉTROLE 84
SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE 84

SECTEUR DE PEACE RIVER 85
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 85
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 87
ZONES PÉTROLIÈRES 87
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 87
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 88
MONTNEY 88
DOIG STRUCTURAL 89
PEEJAY-MILLIGAN 90
HALFWAY STRATIGRAPHIQUE 91
PLISSEMENT MOULANT DE HALFWAY 92
GRÈS DE CHARLIE LAKE 93
BOUNDARY LAKE 94
CHARLIE LAKE ALGAIRE 95
INGA STRUCTURAL 96

SECTEUR DU CENTRE ET DU SUD DE L'ALBERTA 97
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 97
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 99
ZONES PÉTROLIÈRES 99
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 99
GILBY-MEDICINE RIVER 99
ROCK CREEK 100

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON ET DE L'ARCHE DE SWEETGRASS 101
ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 101
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 102
ZONES PÉTROLIÈRES 102
ZONES PÉTROLIÈRES POSSIBLES 102
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 102
SAWTOOTH 103
SHAUNAVON 103
ROSERAY-SUCCESS 105

LE JURASSIQUE SUPÉRIEUR, LE CRÉTACÉ ET LE TERTIAIRE 106

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE 106
GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE 111
MODE DE SÉDIMENTATION ET GROUPES DE ZONES PÉTROLIÈRES 112
ZONES PÉTROLIÈRES 112
ZONES PÉTROLIÈRES PROUVÉES 113
CANTUAR 114
MANNVILLE INFÉRIEUR 115
MEMBRE OSTRACOD 116
MANNVILLE SUPÉRIEUR 117
VIKING (SASKATCHEWAN) 118
VIKING (ALBERTA) 119
SHALES DE FIRST ET SECOND WHITE SPECKS 120
DUNVEGAN-DOE CREEK 121
ZONE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM 122
COUCHE DE CARDIUM 123
BELLY RIVER FLUVIATILE 124
BELLY RIVER LITTORAL 125

RÉSULTATS ET CONCLUSIONS 126

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE

INTRODUCTION 133

ANALYSE 134

MÉTHODE 134
MODÈLE D'ANALYSE MARGINALE 134
COÛTS D'EXPLORATION 137
CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES 139

RÉSULTATS DE L'ANALYSE 141

ZONES PÉTROLIÈRES DU CRÉTACÉ 143
ZONES PÉTROLIÈRES DU JURASSIQUE 143
ZONES PÉTROLIÈRES DU TRIAS 144
ZONES PÉTROLIÈRES DU PERMIEN 144
ZONES PÉTROLIÈRES DU CARBONIFÈRE 145
ZONES PÉTROLIÈRES DU DÉVONIEN 147

CONCLUSIONS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE 148

BIBLIOGRAPHIE

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figures

1. Zone pétrolière d'affouillement de Cardium 8
2. Ordre des découvertes dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium 9
3. Distribution des dimensions de gisements dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium 11
4. Estimation de la dimension des gisements dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium 11
5. Diagramme des dimensions de gisements dans la zone d'affouillement de Cardium (après conditionnement) 12
6. Courbe logarithmique de probabilité pour la zone d'affouillement de Cardium 13
7. Courbe de fréquence cumulée des ressources 14
8. Matériel de remplissage du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 15
9. Échelle des divisions géologiques du Phanérozoïque 16
10. Répartition de la séquence de Sauk dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 19
11. Répartition de la séquence de Tippecanoe dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 20
12. Principaux éléments tectoniques dévoniens et pré-dévoniens du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 22
13. Modèle de sédimentation de plate-forme dévonienne bordée de récifs dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 24
14. Mode de piégeage des phases transgressives du Dévonien 26
15. Mode de piégeage des phases régressives du Dévonien 27
16. Pièges structuraux et structuro-stratigraphiques du Dévonien 27
17. Secteurs d'exploration pétrolière du Dévonien dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 28
18. Zones pétrolières dévoniennes du nord de l'Alberta 29
19. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Zama 32
20. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Muskeg 33
21. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Bistcho 33
22. Zones pétrolières clastiques du Dévonien moyen dans le secteur de l'arche de Peace River 35
23. Zones pétrolières récifales transgressives du Dévonien dans le secteur de l'arche de Peace River 36
24. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière clastique du Dévonien moyen 38
25. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Keg River (Senex) 39
26. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Slave Point (Sawn) 40
27. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Slave Point (Golden) 41
28. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Wabamun (Peace River) 43
29. Zone pétrolière de Beaverhill Lake 44
30. Zones pétrolières de Leduc en Alberta 45
31. Zones pétrolières de Nisku dans le centre de l'Alberta 47
32. Zones pétrolières de Wabamun en Alberta 47
33. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Beaverhill Lake 48
34. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Leduc (Deep Basin) 49
35. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Leduc (Rimbey-Meadowbrook) 50
36. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Leduc (Bashaw) 51

37. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Nisku (Meekwap) 52
38. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la plate-forme de Nisku 53
39. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la limite d'érosion de Wabamun 54
40. Zones pétrolières dévoniennes du bassin de Williston 56
41. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Leduc-Nisku (sud de l'Alberta) 58
42. Répartition des roches carbonifères dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 59
43. Secteurs d'exploration pétrolière du Carbonifère dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 61
44. Répartition des roches permiennes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 63
45. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Belloy (Peace River) 65
46. Limites d'érosion et zones pétrolières carbonifères dans les secteurs de Peace River et de la plate-forme de l'Alberta 67
47. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière du Carbonifère (arche de Sweetgrass) 68
48. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la limite de Banff (sud de l'Alberta) 69
49. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la limite de Banff (centre de l'Alberta) 70
50. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la limite de Pekisko 71
51. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de la limite d'Elkton 72
52. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Desan 73
53. Relations stratigraphiques à l'intérieur du groupe de Madison, bassin de Williston 74
54. Coupe schématique des discordances du bassin de Williston 74
55. Zones pétrolières du Carbonifère dans le secteur du bassin de Williston 75
56. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Lodgepole 77
57. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Souris Valley-Tilston 78
58. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Frobisher-Alida 79
59. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Midale 80
60. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière structurale de Ratcliffe 81
61. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière stratigraphique de Ratcliffe 82
62. Répartition des roches triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 83
63. Zones pétrolières des formations de Montney et Doig 85
64. Zones pétrolières de la formation de Halfway 86
65. Zones pétrolières de la formation de Charlie Lake 87
66. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Montney 88
67. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Doig 89
68. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Peejay-Milligan 90
69. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière stratigraphique de Halfway 91
70. Volume estimé des gisements du plissement moulant de Halfway 92
71. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière du grès de Charlie Lake 93
72. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Boundary Lake 94
73. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière algaire de Charlie Lake 95
74. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière structurale d'Inga 96
75. Répartition des roches jurassiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 97
76. Zones pétrolières du Jurassique 98
77. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Gilby-Mèdicine River 99
78. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Rock Creek 101
79. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Sawtooth 103
80. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Shaunavon 104
81. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Roseray-Success 105
82. Paléogéographie du groupe de Mannville, bassin de l'Alberta 108
83. Zones pétrolières des groupes de Colorado et Saunders 110
84. Modèle de sédimentation des couches de grès, des barres et des grès d'affouillement 111
85. Zones pétrolières du groupe de Mannville 112
86. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Cantuar 114
87. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière du membre Ostracod 116
88. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Viking (Saskatchewan) 118
89. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Viking (Alberta) 119
90. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière des shales de First et Second White Specks 120
91. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière de Dunvegan-Doe Creek 121
92. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière d'affouillement de Cardium 122
93. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière fluviatile de Belly River 124
94. Volume estimé des gisements de la zone pétrolière littorale de Belly River 125
95. Potentiel pétrolier de l'Ouest canadien 126
96. Ressources pétrolières du Dévonien 127
97. Ressources pétrolières du Carbonifère et du Permien 128
98. Ressources pétrolières du Trias et du Jurassique 129
99. Ressources pétrolières du Crétacé 130
100. Courbe récapitulative des ressources en pétrole conventionnel de l'Ouest canadien 130
101. Matrice de rentabilité 134

102. Modèle d'analyse marginale 135
103. Zone pétrolière d'affouillement de Cardium 136
104. Courbes de rentabilité commerciale du potentiel 141
105. Courbes de rentabilité économique du potentiel 141
106. Sensibilité au taux de succès, Ouest canadien 141
107. Zones pétrolières du Crétacé - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 143
108. Zones pétrolières du Crétacé - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 143
109. Zones pétrolières du Jurassique - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 144
110. Zones pétrolières du Jurassique - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 144
111. Zones pétrolières du Trias - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 145
112. Zones pétrolières du Trias - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 145
113. Zones pétrolières du Permien - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 146
114. Zones pétrolières du Permien - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 146
115. Zones pétrolières du Carbonifère - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 146
116. Zones pétrolières du Carbonifère - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 146
117. Zones pétrolières du Dévonien - courbes de rentabilité commerciale et économique du potentiel pour le demi-cycle 147
118. Zones pétrolières du Dévonien - sensibilité commerciale et économique au taux de succès 147

Tableaux

1. Formations cambriennes à siluriennes 18
2. Formations dévoniennes 23
3. Découvertes dans la zone pétrolière de Keg River 31
4. Analyse du volume des gisements de la zone pétrolière de Keg River 31
5. Découvertes dans la zone pétrolière de Zama 32
6. Découvertes dans la zone pétrolière de Muskeg 33
7. Découvertes dans la zone pétrolière de Bistcho 33
8. Découvertes dans la zone pétrolière clastique du Dévonien moyen 38
9. Découvertes dans la zone pétrolière de Keg River (Senex) 39
10. Découvertes dans la zone pétrolière de Slave Point (Sawn) 40
11. Découvertes dans la zone pétrolière de Slave Point (Golden) 41
12. Découvertes dans la zone pétrolière de Leduc (Peace River) 42
13. Découvertes dans la zone pétrolière de Wabamun (Peace River) 43
14. Découvertes dans la zone pétrolière de Beaverhill Lake 47
15. Découvertes dans la zone pétrolière de Leduc (Deep Basin) 48
16. Découvertes dans la zone pétrolière de Leduc (Rimbey-Meadowbrook) 49
17. Découvertes dans la zone pétrolière de Leduc (Bashaw) 50
18. Découvertes dans la zone pétrolière de Nisku (Meekwap) 51
19. Découvertes dans la zone pétrolière de Nisku (West Pembina) 52
20. Découvertes dans la zone pétrolière de la plate-forme de Nisku 53
21. Découvertes dans la zone pétrolière de la limite d'érosion de Wabamun 54
22. Découvertes dans la zone pétrolière de Leduc-Nisku (sud de l'Alberta) 58
23. Formations carbonifères et permiennes 60
24. Découvertes dans la zone pétrolière de Belloy (Peace River) 64
25. Découvertes dans la zone pétrolière du Carbonifère (arche de Sweetgrass) 68
26. Découvertes dans la zone pétrolière de la limite de Banff (sud de l'Alberta) 69
27. Découvertes dans la zone pétrolière de la limite de Banff (centre de l'Alberta) 70
28. Découvertes dans la zone pétrolière de la limite de Pekisko 71
29. Découvertes dans la zone pétrolière de la limite d'Elkton 72
30. Découvertes dans la zone pétrolière de Desan 73
31. Découvertes dans la zone pétrolière de Lodgepole 77
32. Découvertes dans la zone pétrolière de Souris Valley-Tilston 78
33. Découvertes dans la zone pétrolière de Frobisher-Alida 79
34. Découvertes dans la zone pétrolière de Midale 80
35. Découvertes dans la zone pétrolière structurale de Ratcliffe 81
36. Découvertes dans la zone pétrolière stratigraphique de Ratcliffe 82
37. Formations triasiques 84
38. Découvertes dans la zone pétrolière de Montney 88
39. Découvertes dans la zone pétrolière de Doig 89
40. Découvertes dans la zone pétrolière de Peejay-Milligan 90
41. Découvertes dans la zone pétrolière stratigraphique de Halfway 91

42. Découvertes dans le plissement moulant de Halfway 92
43. Découvertes dans la zone pétrolière du grès de Charlie Lake 93
44. Découvertes dans la zone pétrolière de Boundary Lake 94
45. Découvertes dans la zone pétrolière algaire de Charlie Lake 95
46. Découvertes dans la zone pétrolière structurale d'Inga 96
47. Formations jurassiques 98
48. Découvertes dans la zone pétrolière de Gilby-Medicine River 99
49. Découvertes dans la zone pétrolière de Rock Creek 100
50. Découvertes dans la zone pétrolière de Sawtooth 103
51. Découvertes dans la zone pétrolière de Shaunavon 104
52. Découvertes dans la zone pétrolière de Roseray-Success 105
53. Formations du Jurassique supérieur au Crétacé inférieur 107
54. Formations du Crétacé supérieur au Tertiaire 109
55. Découvertes dans la zone pétrolière de Cantuar 114
56. Découvertes dans la zone pétrolière du Mannville inférieur 115
57. Analyse du volume des gisements de la zone pétrolière du Mannville inférieur 115
58. Découvertes dans la zone pétrolière du membre Ostracod 116
59. Découvertes dans la zone pétrolière du Mannville supérieur 117
60. Analyse du volume des gisements de la zone pétrolière du Mannville supérieur 117
61. Découvertes dans la zone pétrolière de Viking (Saskatchewan) 118
62. Découvertes dans la zone pétrolière de Viking (Alberta) 119
63. Découvertes dans la zone pétrolière des shales de First et Second White Specks 120
64. Découvertes dans la zone pétrolière de Dunvegan-Doe Creek 121
65. Découvertes dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium 122
66. Découvertes dans la zone pétrolière de la couche de Cardium 123
67. Analyse du volume des gisements de la zone pétrolière de la couche de Cardium 123
68. Découvertes dans la zone pétrolière fluviatile de Belly River 124
69. Découvertes dans la zone pétrolière littorale de Belly River 125
70. Sensibilité au profil de production, zone pétrolière de la plate-forme de Nisku 136
71. Différence entre le potentiel du cycle complet marginal et du demi-cycle 137
72. Profondeur des zones pétrolières et facteurs de récupération 137
73. Données relatives aux coûts 138
74. Viabilité commerciale 142
75. Viabilité économique 142
76. Sommaire du Crétacé 143
77. Sommaire du Jurassique 144
78. Sommaire du Trias 144
79. Sommaire du Permien 145
80. Sommaire du Carbonifère 145
81. Sommaire du Dévonien 147

RESSOURCES PÉTROLIÈRES CONVENTIONNELLES DE L'OUEST CANADIEN

RÉSUMÉ

L'étude des 78 zones pétrolières prouvées et des 49 zones pétrolières possibles du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a servi de base aux nouvelles estimations des ressources non découvertes de pétrole conventionnel léger et moyen (partie I). On estime qu'il reste encore à découvrir 509 x 10^6 m^3 (valeur médiane) de pétrole récupérable dans les zones prouvées où on en a déjà découvert environ 2360 x 10^6 m^3. De plus, les zones pétrolières possibles qui n'ont pas encore été explorées avec succès en renfermeraient 61 x 10^6 m^3 (valeur médiane). Il est prévu que les ressources non découvertes seront dispersées dans plus de 4000 accumulations distinctes, dont la plupart seront de petite taille comparativement aux découvertes existantes. Ces estimations ont été preparées en ne tenant compte d'aucune contrainte économique; dans la partie II du présent rapport, on tente de déterminer la proportion du potentiel qui pourrait être exploitée de manière rentable.

On présente des estimations de la relation à long terme entre le prix du pétrole et le potentiel de l'Ouest canadien en pétrole léger et moyen. L'analyse économique traite exclusivement de la rentabilité à long terme et, par conséquent, les conditions économiques à court terme n'y sont pas abordées. L'analyse du cycle complet marginal est une estimation de la rentabilité au moment de la décision de forer un puits d'exploration. L'analyse du demi-cycle ne prend en considération aucun coût de découverte. L'étude montre que 70 % des ressources non découvertes en pétrole léger et moyen pourraient constituer à long terme des investissements rentables à des prix variant de 94 à 142 $ can. le m^3 (15 à 22,50 $ can. le baril). À l'intérieur de cette plage de prix, la relation entre prix et potentiel économique est relativement inélastique.

ABSTRACT

An examination of 78 established petroleum exploration plays and 49 conceptual plays of the Western Canada Sedimentary Basin formed the basis for new estimates of the remaining conventional light and medium oil potential (Part I). It is estimated that the established plays, in which about 2360 x 10^6 m^3 of recoverable oil have already been discovered, have an additional 509 x 10^6 m^3 (median value) of recoverable oil still to be discovered. An additional 61 x 10^6 m^3 (median value) are estimated to occur in conceptual plays that have not yet been successfully tested. The remaining potential is predicted to be dispersed in more than 4000 separate accumulations, most of which would be small relative to existing discoveries. These estimates were prepared without any economic constraints; Part II of this report attempts to identify the proportion of the potential that might be economically exploitable.

Estimates are presented of the long-term relationship between oil prices and western Canadian light-medium oil potential. The economic analysis deals only with long-term profitability, hence short-term economic conditions are not addressed. The marginal full-cycle case estimates profitability at the time an exploratory drilling decision is made. The half-cycle case does not consider any discovery costs. The study shows that 70% of the undiscovered light and medium oil resources may be profitable over the long-term at prices ranging from $CAN 94 to 142/$m^3$ ($CAN 15 to 22.50/bbl). The relationship of price and economic potential is relatively inelastic in this price range.

SOMMAIRE

Les ressources en pétrole conventionnel léger et moyen du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont décrites en deux étapes. La partie I aborde à l'échelle régionale les réserves et le potentiel dans un contexte géologique. Les réserves et le potentiel constituent la quantité totale de pétrole estimé dans la région. Cette quantité totale englobe ce qui a déjà été découvert (les réserves) et ce qui reste à découvrir (le potentiel), dont on peut déduire l'existence d'après les connaissances actuelles de la géologie de la région ou du bassin. Les données et renseignements concernant les réserves sont faciles à obtenir auprès des organismes provinciaux et de l'Office national de l'énergie. Les estimations du potentiel sont préparées par la Commission géologique du Canada et constituent le principal sujet de la partie I de la présente étude. La démarche systématique utilisée par la Commission géologique conduit à des estimations de la quantité totale de pétrole non découvert dans les gisements, qu'il y ait éventuellement découverte ou non de composantes de ce potentiel ou, s'il y a découverte, que l'exploitation soit rentable ou non. Dans la partie II de l'étude, on tente de déterminer la proportion du potentiel estimé qui pourrait être exploitée de manière rentable selon diverses options quant aux prix, aux coûts, aux impôts et aux redevances. L'analyse économique présentée à la partie II a été effectuée par le personnel du Secteur des ressources énergétiques du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

L'évaluation des ressources pétrolières a été faite selon des méthodes de probabilités statistiques et subjectives appliquées à l'échelle des zones pétrolières. Les zones pétrolières sont des concentrations de sites d'intérêt et de gisements découverts partageant des caractéristiques communes quant à la genèse et la migration des hydrocarbures, la formation des réservoirs et la configuration des pièges. Chaque zone constitue une population géologique naturelle et est délimitée en surface et selon la stratigraphie. Les zones pétrolières ont été identifiées et définies par une analyse de l'histoire géologique des principales séquences sédimentaires représentées dans le bassin. Au total, 78 zones pétrolières prouvées (dont l'existence des réserves a été démontrée) et 49 zones pétrolières possibles (à l'intérieur desquelles aucune découverte n'a été faite jusqu'ici, ou qui n'ont pas encore fait l'objet de travaux d'exploration) ont été évaluées. Les zones ont été évaluées à l'aide de l'une ou l'autre des deux méthodes, selon la quantité de données disponibles. En ce qui concerne les zones présentant un nombre important de découvertes (de l'ordre de 8 gisements ou plus) on a utilisé le modèle du processus de découverte. Par cette methode, on suppose que le dossier des découvertes (dimension des gisements en termes de pétrole en place, PEP) constitue un échantillon biaisé de la population totale de la zone. Des méthodes statistiques reflétant une connaissance de la manière dont le biais d'exploration a influencé l'échantillon ont été utilisées pour prédire la nature de la distribution totale des dimensions des gisements. Cette méthode a été utilisée pour évaluer 57 des 78 zones pétrolières prouvées. Pour chacune d'entre elles, l'étude présente une définition, un résumé de la géologie pétrolière, les caractéristiques des roches-réservoirs, un historique de l'exploration, les réserves ainsi qu'une liste des plus grands gisements de la zone. Le potentiel estimé est également décrit et illustré sous la forme d'un diagramme des dimensions de gisements, approprié à chaque zone, allant du plus grand au plus petit. Dans le cadre de cette illustration, les gisements prévus qui ont déjà été découverts sont identifiés. Les gisements non découverts sont accompagnés de données sur l'étendue probable de leur dimension. La "correspondance" établie entre découvertes existantes et dimensions prévues des gisements constituait une composante importante de l'analyse effectuée au moyen du modèle du processus de découverte.

SUMMARY

The conventional oil resources (light and medium) of the Western Canada Sedimentary Basin are described in two sections. In Part I the regional resource endowment is assessed in a geological context. The oil resource endowment is the total quantity of oil estimated to exist in the region. It includes both what has already been found (reserves) and an undiscovered component (potential) that can be inferred to exist based on current understanding of the geology of the region or basin. Data and information concerning reserves is readily available from provincial agencies and the National Energy Board. Estimates of undiscovered potential are prepared by the Geological Survey of Canada and are the main focus of Part I of the paper. The systematic approach used by the Geological Survey results in estimates of the total quantity of pooled oil that remains regardless of whether components of this potential will ever be discovered, or, if discovered, be economically exploitable. Part II of the paper contains an attempt to determine how much of the estimated potential may be economically exploited under a variety of price, cost, tax and royalty options. The economic analysis contained in Part II was done by staff of the Energy Commodities Sector of the Department of Energy, Mines and Resources.

The assessment of petroleum resources was made using both statistical and subjective probability methods applied at the exploration play level. Exploration plays are families of prospects and discovered pools that share a common history of hydrocarbon generation, migration, reservoir development and trap configuration. Each play forms a natural geological population and is limited areally and stratigraphically. Exploration plays were identified and defined by an analysis of the geological history of major depositional sequences represented in the basin. In total 78 established plays (those that have demonstrated reserves) and 49 conceptual plays (those within which no discoveries have yet been made, or that have never been the focus of exploration) were assessed. The plays were assessed using either of two methods dependent on the level of data available. For those plays that had a significant record of discovery (about 8 or more pools) the discovery process model was used. This methodological approach assumes that the discovery record (size of pools in terms of oil in place or OIP) represents a biased sample of the total play population. Statistical methods that reflect an understanding of how exploration bias has influenced the sample were used to predict the total pool size distribution. This method was used to assess 57 of the 78 established plays. For each of them the play definition, a summary of the petroleum geology, reservoir characteristics, exploration history and reserves are provided along with a list of the largest pools in the play. The estimated potential is also described and illustrated as an array of pools, from largest to smallest, appropriate for the play. In that illustration, those predicted pools that have already been discovered are identified. The undiscovered pools are shown along with a measure of their probable range of size. The "matching" of existing discoveries with predicted pool sizes was an important component of the discovery process model analysis.

Dans le cas des zones pétrolières possibles et des zones présentant un historique de découvertes inadéquat, on a utilisé une méthode de probabilités subjectives. Par cette méthode, un jugement subjectif est combiné aux données disponibles liées aux découvertes pour estimer la dimension et le nombre de sites d'intérêt en établissant des distributions de fréquences des variables en cause. Cette méthode exige également l'estimation subjective du risque d'exploration. Les distributions sont combinées pour obtenir des distributions des dimensions de gisements et des estimations du nombre de gisements prévus. Ces deux composantes sont ensuite utilisées pour produire des estimations du potentiel et de la dimension de gisements individuels. Les deux méthodes utilisées fournissent des données sur la dimension de gisements individuels ultérieurement utilisées dans l'analyse économique de l'étude (partie II), pour laquelle toutefois il n'a été tenu compte que des zones pétrolières prouvées.

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, d'une superficie de $1{,}4 \times 10^6$ km^2, occupe le sud-ouest du Manitoba, le sud de la Saskatchewan, l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et l'extrême sud-ouest du district de Mackenzie. Ses prolongements aux États-Unis ne sont pas abordés dans le cadre du présent rapport. À l'intérieur du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, l'arche de Sweetgrass sépare le bassin de l'Alberta, monoclinal plongeant vers l'ouest, du bassin de Williston, incliné vers le sud. Deux biseaux sédimentaires importants, de volume approximativement égal, ont été déposés dans le bassin. Le biseau inférieur se compose de roches marines datant du Cambrien au Jurassique moyen, déposées sur le craton relativement stable, qui passent progressivement vers l'ouest à des roches analogues déposées dans un miogéoclinal, sur une marge continentale passive. Le biseau inférieur est recouvert par des roches de milieu marin peu profond et des roches continentales datant du Jurassique supérieur au Tertiaire qui ont été déposées dans un bassin d'avant-pays, à l'est de reliefs tectoniques produits par la collision et l'accrétion de micro-continents à la bordure occidentale de l'ancienne Amérique du Nord.

Aux fins de l'analyse des ressources pétrolières, le bassin a été divisé en cinq intervalles stratigraphiques caractérisés par des familles distinctes d'occurrences pétrolières. De ces intervalles, quatre se trouvent dans le biseau sédimentaire inférieur, le cinquième constituant l'ensemble du biseau supérieur.

L'intervalle le plus ancien consiste en roches marines siliciclastiques et en roches carbonatées de plate-forme qui datent du Cambrien, de l'Ordovicien et du Silurien. Dans l'Ouest canadien, les seules découvertes de pétrole dans ces systèmes sont des gisements de petite taille à l'intérieur de pièges contrôles par la structure dans les roches de l'Ordovicien du sud-est de la Saskatchewan. Toutefois, il existe aux États-Unis, dans les parties du bassin explorées de manière plus intensive, un grand nombre de champs productifs dans des roches équivalentes. Sur le plan géologique, il semble n'exister aucune raison pour laquelle on ne trouverait pas d'accumulations analogues au Canada. L'existence de plusieurs zones pétrolières possibles a été proposée dans cette zone qui constitue la partie la plus profonde du bassin. Les puits profonds dispersés à l'intérieur de cette partie du bassin et les grandes étendues sus-jacentes permettent de considérer cet intervalle comme la dernière région pionnière de l'Ouest canadien.

L'intervalle dévonien est de loin le plus important quant à la production pétrolière du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien; il recèle 55 % des réserves récupérables et 55 % du potentiel récupérable dans 28 zones pétrolières prouvées. Cet intervalle est caractérisé par des roches-réservoirs carbonatées, récifales et de plate-forme, généralement contenues dans des roches de remplissage de bassin, des roches-barrières et des roches mères carbonatées clastiques et évaporitiques.

For those plays with an inadequate history of discovery, and for the conceptual plays, a subjective probability method was used. In this approach, subjective opinion, combined with such data from discovery as exists, was used to estimate the size and number of prospects by constructing frequency distributions of the variables involved. This approach also required the subjective estimation of exploration risk. The distributions were combined to produce pool size distributions and estimates of the number of pools expected to exist. These two components were then used to produce estimates of potential and sizes of individual pools. Both methods that were used produced individual pool size data that were subsequently used in the economic analysis component of the study (Part II), but only the established plays were included in that part of the analysis.

The Western Canada Sedimentary Basin occupies an area of 1.4×10^6 km^2 extending across southwestern Manitoba, southern Saskatchewan, Alberta, northeastern British Columbia, and the extreme southwestern corner of the District of Mackenzie. Its extensions into the United States are not included in this report. Within the Western Canada Sedimentary Basin, the Sweetgrass Arch separates the Alberta Basin, a westward-dipping monocline, from the southward-dipping Williston Basin. Two major sedimentary wedges, of approximately equal volume, were deposited in the basin. The lower wedge consists of Cambrian to Middle Jurassic marine rocks, deposited on the relatively stable craton, that grade westward into similar rocks deposited in a miogeocline over a passive continental margin. The lower wedge is overlain by Late Jurassic to Tertiary shallow marine and continental rocks deposited in a foreland basin, east of tectonic highlands created by the collision and accretion of micro-continents to the western margin of ancient North America.

For the analysis of the petroleum resource endowment the basin was divided into five stratigraphic intervals, each of which is characterized by specific families of petroleum occurrences. Four of these intervals are in the lower sedimentary wedge, the fifth represents the entire upper wedge.

The oldest interval consists of Cambrian, Ordovician, and Silurian marine shelf carbonate and siliciclastic rocks. The only petroleum discoveries in these systems in Western Canada have been small pools in structurally-controlled traps in the Ordovician rocks of southeastern Saskatchewan. In the more intensively explored United States portion of the basin, however, there are a large number of producing fields in equivalent rocks. There appear to be no geological reasons not to expect similar accumulations in Canada. Several conceptual plays have been formulated for this deepest part of the basin section. The combination of sparse deep well penetrations and the large areas underlain by these rocks allows the perception of this as the last frontier exploration area in western Canada.

The Devonian is by far the most important oil-producing interval of the Western Canada Sedimentary Basin, with 55% of recoverable reserves and 55% of recoverable potential in 28 established plays. The Devonian is characterized by reef and shelf carbonate reservoirs, commonly encased within carbonate-clastic and carbonate-evaporite basin-fill, seal and source rocks.

Dans la région du nord de l'Alberta, la plus grande partie de la production provient des récifs de Keg River qui se sont formés dans les bassins d'évaporites du Dévonien moyen. Dix pour cent des réserves de l'intervalle dévonien se trouvent dans un grand nombre de gisements de taille relativement restreinte (moins de 0,5 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable). La région de l'arche de Peace River, dans le centre nord de l'Alberta, renferme 13 % des réserves récupérables de l'intervalle dévonien, principalement dans des pièges structuraux et structuro-stratigraphiques, dans les roches carbonatées récifales et de plate-forme de Keg River, Slave Point, Leduc et Wabamun ainsi que dans les roches-réservoirs clastiques de Gilwood, Keg River et Granite Wash. La région du centre de l'Alberta, où se trouvent 77 % des réserves récupérables de l'intervalle dévonien, est la plus productive au Canada. Le pétrole se trouve dans des pièges stratigraphiques, dans les roches-réservoirs récifales de Beaverhill Lake, Leduc et Nisku, ainsi que dans des plissements moulants dans les roches-réservoirs carbonatées de plate-forme de Nisku. Les principaux gisements de cette région sont le gisement Beaverhill Lake Swan Hills A et B (103 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable) et celui de Leduc Redwater (128 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable). On prévoit trouver la plus grande partie du potentiel de l'intervalle dévonien dans les zones pétrolières de l'Alberta ayant fait l'objet d'une exploration intensive ou sommaire. Plusieurs gisements non découverts seraient de l'ordre de 10 à 20 x 10^6 m^3 PEP.

À l'opposé, la région du bassin de Williston renferme moins de 1 % des réserves de l'intervalle dévonien et ne présente qu'un potentiel modéré. En raison de la rareté relative des données géologiques et statistiques disponibles au sujet de cette région, une plus grande incertitude est liée aux estimations du potentiel. En plus du pétrole des zones pétrolières prouvées, une proportion importante du potentiel des zones pétrolières possibles se trouve probablement dans les roches dévoniennes.

Les roches carbonifères et permiennes du bassin renferment 15 % des réserves récupérables et 11 % du potentiel récupérable dans 17 zones prouvées. La plus grande partie du pétrole est piégée à la terminaison amont-pendage des roches-réservoirs carbonatées de plate-forme du Carbonifère, sous des discordances mésozoïques du centre de l'Alberta et du sud-est de la Saskatchewan. Il existe des quantités moindres de pétrole dans des pièges stratigraphiques et structuraux du nord-est de la Colombie-Britannique et dans les contreforts de l'Alberta. On estime que la plupart des zones pétrolières prouvées ont fait l'objet d'une exploration très intensive et les ressources non découvertes sont prévues dans des gisements de moins de 1 x 10^6 m^3 PEP. Une plus grande incertitude est associée à la prévision des gisements plus importants dans les quelques zones pétrolières possibles et sommairement explorées des roches du Carbonifère et du Permien, puisqu'il n'y a encore eu que peu d'exploration dans les parties du bassin en aval-pendage des limites d'érosion.

L'intervalle du Trias et du Jurassique présente la répartition la plus restreinte à l'intérieur du bassin de l'Ouest canadien. Des roches-réservoirs marines clastiques et carbonatées formées en milieu peu profond renferment 7 % des réserves récupérables et 8 % du potentiel récupérable dans des pièges stratigraphiques, structuraux et des discordances. On prévoit que la plus grande partie du potentiel se situera dans les roches du Trias de la région de Peace River. L'intervalle triasique constitue la partie la plus riche du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien en termes de volume de pétrole par volume de roche. L'existence de certains gisements relativement importants, de l'ordre de 5 à 20 x 10^6 m^3 PEP, est prévue, mais on estime que la majorité du potentiel serait dispersée dans des gisements de moins de 1 x 10^6 m^3 PEP, dans 18 zones pétrolières prouvées.

L'intervalle du Jurassique supérieur, du Crétacé et du Tertiaire consiste principalement en roches du Crétacé qui s'étendent sur l'ensemble du

In the Northern Alberta District, most production is from Keg River reefs that developed in Middle Devonian evaporite basins. Ten percent of the Devonian reserves occurs in a large number of relatively small pools (less than 0.5 x 10^6 m^3 recoverable oil). The Peace River Arch District, of north-central Alberta, contains 13% of Devonian recoverable reserves, dominantly in structural and structural-stratigraphic traps in Keg River, Slave Point, Leduc, and Wabamun reef and shelf carbonate, and Gilwood, Keg River, and Granite Wash clastic reservoirs. The Central Alberta District, with 77% of Devonian recoverable reserves, is the single most important oil producing region of Canada. Oil occurs in stratigraphic traps in Beaverhill Lake, Leduc, and Nisku reef reservoirs and in drape traps in Nisku shelf carbonate reservoirs. Major pools in this district are the Beaverhill Lake Swan Hills A and B (103 x 10^6 m^3 recoverable oil) and the Leduc Redwater (128 x 10^6 m^3 recoverable oil). Most of the Devonian potential is expected to occur in the mature to developing plays of Alberta. Several undiscovered pools are expected to be in the 10 x 10^6 to 20 x 10^6 m^3 OIP range.

In contrast, the Williston Basin District has less than 1% of the Devonian reserves and only moderate potential. The relatively sparse geological and statistical data base in this district results in greater uncertainty for the estimates of potential. In addition to the established plays, a significant proportion of the potential in conceptual plays is probably contained in Devonian rocks.

The Carboniferous and Permian rocks of the basin contain 15% of the recoverable reserves and 11% of the recoverable potential, distributed in 17 established plays. Most of the oil is trapped at the updip termination of Carboniferous shelf carbonate reservoir rocks beneath Mesozoic unconformities in central Alberta and southeastern Saskatchewan. Lesser amounts of oil occur in stratigraphic and structural traps in northeastern British Columbia and in the Foothills of Alberta. Most established plays are considered very mature with the remaining potential expected in pools of less than 1 x 10^6 m^3 OIP. Greater uncertainty is associated with the prediction of larger pools in the few immature and conceptual plays in the Carboniferous and Permian, as there has been little exploration in parts of the section downdip from the erosional edges.

The Triassic and Jurassic interval has the most limited distribution within the Western Canada Basin. Shallow marine clastic and carbonate reservoirs contain 7% of the recoverable reserves and 8% of the recoverable potential, in stratigraphic, structural, and unconformity traps. Most of the potential is expected to occur in the Triassic of the Peace River District. The Triassic section is the richest part of the Western Canada Sedimentary Basin in terms of volume of oil per volume of rock. Some relatively large pools, in the 5 x 10^6 to 20 x 10^6 m^3 OIP range, are predicted, though most of the potential is expected to be dispersed in pools less than 1 x 10^6 m^3 OIP in 18 established plays.

The Late Jurassic, Cretaceous, and Tertiary interval consists dominantly of Cretaceous rocks, which extend across the entire basin. They are second only to the Devonian in economic importance. They contain 19% of the

bassin. Pour ce qui est de l'importance économique, elles se classent au deuxième rang, derrière les roches dévoniennes. Elles renferment 19 % des réserves récupérables de pétrole conventionnel et 17 % du potentiel dans 13 zones prouvées. Elles renferment de plus d'importants gisements de pétrole lourd et de bitume dont ne tient pas compte la présente évaluation. Le pétrole se trouve dans des pièges stratigraphiques, dans des roches clastiques grossièrement grenues, de milieu marin peu profond et marginal et de milieu continental, à l'endroit où leur faciès de dépôt change et où elles deviennent en amont-pendage des roches clastiques finement grenues. Les principales roches-réservoirs se trouvent dans le groupe de Mannville et dans les formations de Viking, Cardium et Belly River. L'accumulation de pétrole conventionnel la plus importante de l'Ouest canadien est le gisement de Cardium, dans les roches du Crétacé supérieur, à Pembina (240 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable).

La méthode adoptée pour la présente analyse du Crétacé exige la définition de plusieurs zones composites. Le biais introduit par cette méthode, lorsque sont en cause de grandes populations de gisements, et lorsque les concepts de zones pétrolières sont généralisés, produit couramment des estimations prudentes du potentiel. Dans la plupart des zones, les plus grands gisements prévus sont de l'ordre de 5 à 15 x 10^6 m^3 PEP. Il devrait encore subsister des possibilités d'exploration, même dans les zones pétrolières crétacées ayant fait l'objet d'une exploration relativement intensive, bien que les pièges stratigraphiques formés par de complexes modifications de faciès de dépôt soient imprécis et difficiles à localiser.

L'analyse des 78 zones pétrolières prouvées, dont les réserves avaient initialement été établies à environ 2360 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable, indique qu'elles pourraient renfermer 509 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable de plus. Bien qu'une partie de ce potentiel ne puisse être rentable, il est important de noter que les ressources non découvertes des zones existantes, actuellement explorées et mises en valeur, correspondent au reste des réserves prouvées (684 x 10^6 m de pétrole recupérable en janvier 1984).

L'estimation de la quantité additionnelle de pétrole (61 x 10^6 m^3, valeur médiane) associée aux zones pétrolières possibles, dont la plupart ne sont pas actuellement des cibles d'exploration, deviendra probablement le foyer de l'activité au cours des décennies futures.

Le potentiel total de pétrole techniquement récupérable des zones pétrolières prouvées et possibles, dont on estime la valeur médiane à 570 x 10^6 m^3, serait dispersé dans plus de 4000 gisements individuels. Ce nombre est légèrement plus élevé que celui des 3300 gisements existants. Puisqu'il est prévu que les gisements futurs seront plus difficiles à localiser (taux de succès réduit des puits de reconnaissance), il en résulte qu'il faudra forer autant de puits d'exploration pour localiser le 20 % additionnel de ressources non découvertes qu'il a été nécessaire d'en forer pour le 80 % découvert jusqu'à maintenant.

La répartition géologique des ressources pétrolières ne changera vraisemblablement pas de manière importante à la suite des découvertes futures. Les roches-réservoirs dévoniennes, qui présentent de meilleures caractéristiques, resteront dominantes et renfermeront près de 60 % des ressources.

En résumé, il est prévu que la plus grande partie du potentiel pétrolier du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se trouvera dans les horizons actuellement productifs, en proportions analogues à celles des réserves. La plus grande partie des ressources se trouve dans des pièges stratigraphiques ou des discordances aux terminaisons amont-pendage de roches-réservoirs dans les monoclinaux à faible pendage des bassins de l'Alberta et de Williston. Bien que plusieurs gisements prévus soient de l'ordre de 5 à 20 x 10^6 m^3 PEP, le potentiel sera en majeure partie dispersé dans un grand nombre de gisements de plus petite taille.

recoverable reserves of conventional oil and 17% of the potential in 13 established plays. In addition they host major deposits of heavy oils and bitumens not considered in this assessment. Oil is stratigraphically trapped in shallow marine, marginal marine, and continental coarse clastic rocks where they change depositional facies updip into fine clastic rocks. The principal reservoirs are in the Mannville Group and in the Viking, Cardium, and Belly River formations. The largest conventional oil accumulation in western Canada is the Upper Cretaceous Cardium pool at Pembina (240 x 10^6 m^3 recoverable oil).

The approach adopted in this analysis of the Cretaceous required the definition of several composite plays. The bias introduced by this approach when large pool populations are involved, and play concepts are generalized, commonly results in estimates of potential that are conservative. For most plays the largest predicted pools are in the 5 x 10^6 to 15 x 10^6 m^3 OIP range. Exploration opportunities should still exist even in the relatively mature Cretaceous plays as the stratigraphic traps formed by the complex depositional facies changes are subtle and difficult to locate.

The analysis of 78 established exploration plays that had initial established reserves of about 2360 x 10^6 m^3 of recoverable oil indicates that an additional 509 x 10^6 m^3 of recoverable oil may exist as future potential. Although a portion of this potential will not be economic, it is important to note that the remaining potential from existing plays, currently being explored for and developed, is similar to the remaining established reserves (684 x 10^6 m^3 of recoverable oil as of January 1984).

The additional estimated 61 x 10^6 m^3 (median value) of oil associated with conceptual plays, most of which are not currently the target of exploration, will probably become the focus of activity in future decades.

Total potential from established and conceptual plays, which is estimated to have a median value of 570 x 10^6 m^3 of technically recoverable oil, is expected to be dispersed in more than 4000 individual pools. This number is modestly larger than the 3300 pools that currently exist. Given that future pools are expected to be more difficult to locate (lower success rate of wildcat wells), the implication is that it will require as many exploratory wells to locate the last 20% of the resource as it took to find the first 80%.

The geological distribution of oil resources is not likely to change significantly as a result of future discovery. Devonian reservoirs, with their superior characteristics, will continue to be dominant, with almost 60% of the resource base.

In summary, most of the oil potential of the Western Canada Sedimentary Basin is expected to occur in the currently productive horizons, in proportions similar to the reserve base. Most of the resource occurs in stratigraphic or unconformity traps, at the updip terminations of reservoir rocks in the gently-dipping monoclines of the Alberta and Williston Basins. Though several predicted pools are in the 5 x 10^6 to 20 x 10^6 m^3 OIP range, the bulk of the potential will be dispersed in a large number of smaller pools.

L'estimation des ressources en pétrole conventionnel léger et moyen de l'Ouest canadien a été préparée sans tenir compte des contraintes exercées par les facteurs économiques. À titre de complément de l'étude, la partie II présente une analyse économique des ressources qui ont été estimées à un niveau médian de probabilité. L'objectif des travaux consistait à estimer la partie du potentiel non découvert qui pourrait, à long terme, être intégrée aux approvisionnements futurs. L'analyse a porté sur 61 zones pétrolières prouvées, d'après les données sur la géologie et les roches-réservoirs fournies dans la partie I. Ces données ont été combinées aux données d'ingénierie et de coûts afin d'identifier dans chaque zone le plus petit gisement de rentabilité marginale.

Un certain nombre de cas ont été pris en considération pour identifier les gisements de rentabilité marginale. La rentabilité est estimée à deux moments du cycle d'investissement. La rentabilité **du cycle complet marginal** est estimée au moment de la décision d'effectuer des forages d'exploration. Les dépenses antérieures aux forages ne font pas partie de ce processus de prise de décision, mais on suppose que tous les coûts de ce genre seront compensés par la découverte de gisements plus étendus et plus rentables. La rentabilité **du demi-cycle** est estimée au moment de la décision quant à la mise en valeur. Pour chacun de ces cas, on fournit la perspective du secteur privé et du secteur public. **La viabilité commerciale (secteur privé)** tient compte des charges fiscales nettes associées aux taxes et redevances. **La viabilité économique (secteur public)** ne tient compte que du coût des ressources.

Les relations estimées indiquent que, dans l'ensemble de l'Ouest canadien, une proportion élevée de ressources non découvertes constitue un investissement rentable à long terme à des prix de l'ordre de 94 à 142 $ can. le m^3 (15 à 22,50 $ can. le baril). Cela est encourageant pour l'avenir à long terme de l'industrie et laisse supposer que 350 x 10^6 m^3 additionnels de pétrole récupérable (2,2 milliards de barils) pourraient être découverts de manière rentable à des prix semblables au prix actuel du pétrole.

Il est important de souligner que ces ressources ne sont pas encore découvertes. L'analyse économique ne traite pas des conditions possibles à court terme, associées aux ressources d'autofinancement, au financement, à la dette, à la demande ou aux mesures fiscales prévues à court terme. Il faut également souligner que l'industrie prévoit trouver des gisements plus importants que les gisements marginaux pour récupérer les coûts antérieurs aux forages et pour obtenir un rendement concurrentiel de tout le capital investi.

Resource endowment estimates of western Canadian conventional light and medium oil were prepared unconstrained by economic factors. As a complementary study, Part II presents an economic analysis of the resource endowment which was estimated at a median level of probability. The objective of the work was to estimate what portion of undiscovered potential may, in the long-term, become part of future supply. The analysis was done on 61 established plays based on geological and reservoir data available from Part I. This was used with engineering and cost data to identify the smallest pool within each play that would be marginally profitable.

A number of cases were considered in order to identify marginally profitable pools. Profitability is estimated at two points in the investment cycle. **Marginal-full-cycle** profitability is estimated at the time an exploratory drilling decision is made. Pre-drilling expenditures are not part of this decision process but all such costs are assumed to be recovered through the discovery of larger, more profitable pools. **Half-cycle** profitability is estimated at the time a development decision is made. For each of these cases both private and public perspectives are provided. **Commercial (private) viability** takes into consideration net fiscal burdens associated with taxes and royalties. **Economic (public) viability** considers only resource costs.

The estimated relationships show that, for western Canada as a whole, a high proportion of remaining undiscovered resources constitute profitable long-term investments in the price range of $CDN 94 to 142/$m^3$ ($15 to 22.50/bbl). This provides an encouraging view of long-term industry fundamentals and suggests that an additional 350 x 10^6 m^3 recoverable (2.2 billion barrels) may be profitably found at near current oil prices.

It is important to realize that these resources are undiscovered. The economic analysis does not address possible short-term conditions associated with cash flow, financing, debt, demand, or expected short-term fiscal measures. Equally important, industry must have an expectation of finding pools larger than marginal pools to allow recovery of pre-drilling costs and a competitive return on all invested capital.

PARTIE I : RÉSERVES ET POTENTIEL

INTRODUCTION

Le présent rapport résume une analyse approfondie des ressources non découvertes en pétrole conventionnel léger et moyen du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le principal objectif de cette analyse était de déterminer les réserves et le potentiel de la région, c'est-à-dire de quantifier le pétrole total pouvant exister dans des gisements, que des éléments de ces ressources aient été découverts ou non, ou, le cas échéant, soient exploitables de manière rentable. Un objectif secondaire consistait à entreprendre l'analyse au moyen de méthodes qui permettraient d'évaluer la probabilité de découverte de gisements individuels tout en permettant également une analyse de la viabilité économique menant à une estimation de la proportion des ressources non découvertes qui pourrait être intégrée aux approvisionnements futurs.

Les estimations des ressources régionales sont préparées à intervalles réguliers par la Commission géologique du Canada suivant une démarche systématique tenant compte des composantes géoscientifiques et des méthodes d'évaluation des ressources pétrolières. Pour faciliter cette activité, un important système informatisé d'évaluation des ressources pétrolières a été mis au point à la Commission géologique du Canada (Lee et Wang, 1983, 1984, 1985, 1986). La méthode des probabilités subjectives et la méthode statistique sont appliquées à l'échelle de la zone pétrolière. Le processus d'évaluation repose sur deux types d'activités respectivement assignées au Groupe d'analyse de bassin et au Comité du potentiel géologique.

Groupe d'analyse de bassin. Chaque analyse des ressources régionales commence par la formation d'un groupe d'analyse de bassin formé de divers géoscientifiques. L'objectif de ce groupe consiste à approfondir les connaissances de l'évolution, de la configuration géométrique, de la sédimentation, de la géochimie, de l'histoire structurale du bassin ainsi que de l'occurrence des hydrocarbures, dans la mesure où le permettent le temps et les ressources disponibles. À l'intérieur de ce cadre géologique, les géologues pétroliers élaborent des modèles théoriques d'accumulation de pétrole regroupés en zones. Il est ensuite possible d'évaluer systématiquement le contenu éventuel en hydrocarbures à partir de ces modèles.

Comité du potentiel géologique. Chaque analyse des ressources régionales est corroborée par un comité du potentiel géologique dont les membres sont choisis pour la région étudiée. Ce comité consiste en un noyau de spécialistes de l'évaluation pétrolière (Secrétariat d'évaluation des ressources pétrolières) secondés d'un certain nombre d'autres géoscientifiques possédant une expérience indépendante mais pertinente afin d'assurer que les différentes régions soient traitées de manière équitable. Les responsabilités de ce comité sont les suivantes : examiner de manière critique le travail du Groupe d'analyse de bassin avec l'aide duquel il élabore la définition des zones qui détermineront l'analyse quantitative, participer aux procédures d'évaluation et préparer les estimations finales. Le Comité doit examiner et commenter les estimations de chacune des zones.

Terminologie. Les termes réserves, ressources et potentiel ont été définis de diverses manières dans la documentation existante. Dans le cadre des activités d'évaluation des ressources pétrolières et dans les publications de la Commission géologique du Canada, ils sont définis comme suit : le mot **ressources** est utilisé comme synonyme de réserves et potentiel et englobe toutes les accumulations de pétrole et de gaz connues, ou dont on peut déduire l'existence; les **réserves** constituent la partie découverte des ressources; le mot **potentiel** décrit la partie des ressources dont on peut déduire l'existence mais qui n'a pas encore été découverte. Les expressions **potentiel** et **ressources non découvertes** sont synonymes et peuvent être utilisées indifféremment.

L'expression **réserves prouvées** est utilisée pour décrire les réserves présentes dans des roches-réservoirs connues qui seront fort probablement **récupérables** dans des conditions économiques données et un intervalle de temps spécifié. L'expression **pétrole en place (PEP)** est utilisée pour indiquer le volume total de pétrole dans un réservoir, aux conditions de la surface, sans égard à la partie qui peut être récupérable.

Les expressions **champ, gisement, site d'intérêt** et **zone pétrolière** sont souvent utilisées indifféremment, sans définitions claires. Dans le cadre de la présente étude, le mot **champ** est utilisé pour désigner une étendue qui produit du pétrole, sans restriction quant aux intervalles stratigraphiques. Un **gisement** est une accumulation découverte de pétrole, habituellement située à l'intérieur d'un intervalle stratigraphique unique et hydrauliquement séparée de toute autre accumulation. Un champ peut comporter plusieurs gisements. Un **site d'intérêt** est une cible d'exploration qui n'a pas encore fait l'objet de forages, habituellement située dans un intervalle stratigraphique unique et pouvant renfermer du pétrole. Une **zone pétrolière** consiste en une concentration de gisements et de sites d'intérêt qui partagent des caractéristiques communes de genèse et de migration des hydrocarbures, d'évolution des réservoirs et de configuration des pièges.

Portée de l'étude. L'analyse des ressources pétrolières conventionnelles non découvertes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien exigeait l'examen systématique de plus d'une centaine de zones pétrolières. Ces zones ont été réparties en deux catégories : les **zones prouvées** (dont l'existence est déjà démontrée par la présence de gisements découverts recelant des réserves prouvées) et les **zones possibles** (dans lesquelles aucune découverte n'a encore été faite et pour lesquelles il n'existe pas encore de réserves, mais où l'analyse géologique indique des possibilités). L'analyse du potentiel pétrolier de l'Ouest canadien a permis de dénombrer 78 zones prouvées et 49 zones possibles. Aux fins du présent rapport, la catégorie des zones prouvées est davantage subdivisée en zones pétrolières ayant fait l'objet d'une exploration suffisante et présentant assez de données pour justifier un énoncé quantitatif complet et en zones dans lesquelles il n'y a eu jusqu'ici qu'un nombre très restreint de découvertes. Quoique des estimations quantitatives soient fournies pour ce dernier groupe, la documentation est abrégée. Des estimations quantitatives ne sont pas présentées pour les zones possibles individuelles, mais des estimations agrégées à l'échelle du groupe sont présentées dans le sommaire.

Seuls les gisements de pétrole conventionnel léger et moyen sont pris en considération dans la présente étude. Ils englobent la plupart des gisements de l'Ouest canadien, incluant certains gisements de pétrole lourd du Carbonifère et du Jurassique en

Alberta mais excluant les gisements de pétrole lourd du Crétacé dans l'est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan.

La plus grande partie de la présente étude est basée sur les répertoires de données de 1983 de divers organismes provinciaux (Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, 1983; Énergie et Mines du Manitoba, 1984; province de la Colombie-Britannique, 1983; Énergie et Mines de la Saskatchewan, 1983) mais certaines zones présentant d'importantes découvertes récentes ont été réévaluées d'après les répertoires de données de 1985 (Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, 1986; Énergie et Mines du Manitoba, 1985; province de la Colombie-Britannique, 1985; Énergie et Mines de la Saskatchewan, 1985).

Plusieurs noms de champs mentionnés dans le texte n'apparaissent sur aucune des illustrations du présent rapport. Ces champs sont localisés dans Wallace-Dudley (1982).

Remerciements

Les auteurs se sont abondamment inspirés des travaux d'un grand nombre de géologues, dont plusieurs travaillent dans l'industrie pétrolière, ainsi que de collègues oeuvrant à l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière; ils ont également dépouillé de manière très poussée la documentation publiée. Des remerciements particuliers sont adressés à C. Gemeroy et R. Serafini (Office national de l'énergie), à W. Young (British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources), à M.J. Vrskovy (Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta), à W.J. Ward (Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada), à J.P. Hea (Secteur des ressources énergétiques - EMR) et à J.A. Wade (Centre géoscientifique de l'Atlantique - CGC) qui ont tous aidé aux travaux du Comité du potentiel géologique.

La publication du rapport aurait été impossible sans la participation active de L. MacLachlan, chef de la production, et de son personnel de dessinateurs, en particulier de W.P. Vermette et de B.H. Ortman. Des remerciements spéciaux doivent être adressés à A. Foo responsable du traitement de texte et à P. Greener ainsi qu'à H. King pour le traitement infographique. La version française a été réalisée grâce à la collaboration du Bureau des traductions du Secrétariat d'État et de la Division de l'information géoscientifique de la Commission géologique du Canada.

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

Il existe de nombreuses méthodes d'estimation des quantités de pétrole et de gaz pouvant exister dans une zone pétrolière, une région ou un bassin, selon la nature et la quantité des données disponibles. Elles diffèrent les unes des autres par le genre de renseignements fournis. White et Gehman (1979) ainsi que Rice (1986) décrivent plusieurs méthodes actuellement utilisées. La Commission géologique du Canada utilise deux méthodes, toutes deux appliquées à l'échelle de la zone pétrolière, qui ont été retenues parce qu'elles permettent d'estimer les dimensions et les caractéristiques des roches-réservoirs de gisements individuels ainsi que le potentiel total de la zone. Ces deux méthodes, qui sont toutes deux utilisées pour l'analyse des ressources pétrolières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, sont appelées méthode du **modèle du processus de découverte** et méthode des **probabilités subjectives**. Le modèle du processus de découverte est une méthode statistique élaborée par Lee et Wang (1984, 1985, 1986). Pour les zones pétrolières prouvées comportant aussi peu que huit découvertes, elle s'est avérée la plus puissante des démarches analytiques. La théorie sous-jacente stipule que les découvertes effectuées pendant l'exploration constituent un échantillon biaisé d'une population de gisements dont l'ensemble équivaut aux ressources d'une zone pétrolière. Si le processus de découverte peut être compris et modélisé, on peut alors mettre au point des méthodes permettant d'estimer les caractéristiques de la population. Le modèle du processus de découverte de Lee et Wang fait intervenir les dimensions des découvertes déjà effectuées ainsi que l'ordre dans lequel elles ont été faites dans le but d'obtenir des estimations du potentiel de la zone et de la dimension des gisements individuels. Cette méthode, basée sur deux répertoires de données d'entrée des plus fiables, s'applique aussi bien aux zones stratigraphiques qu'aux zones structurales, caractéristique qui n'est pas l'apanage de toutes les méthodes.

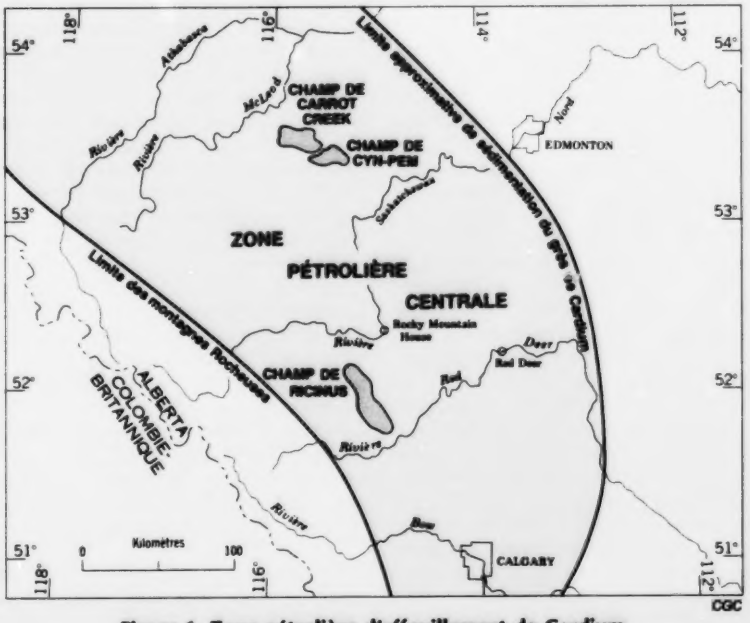
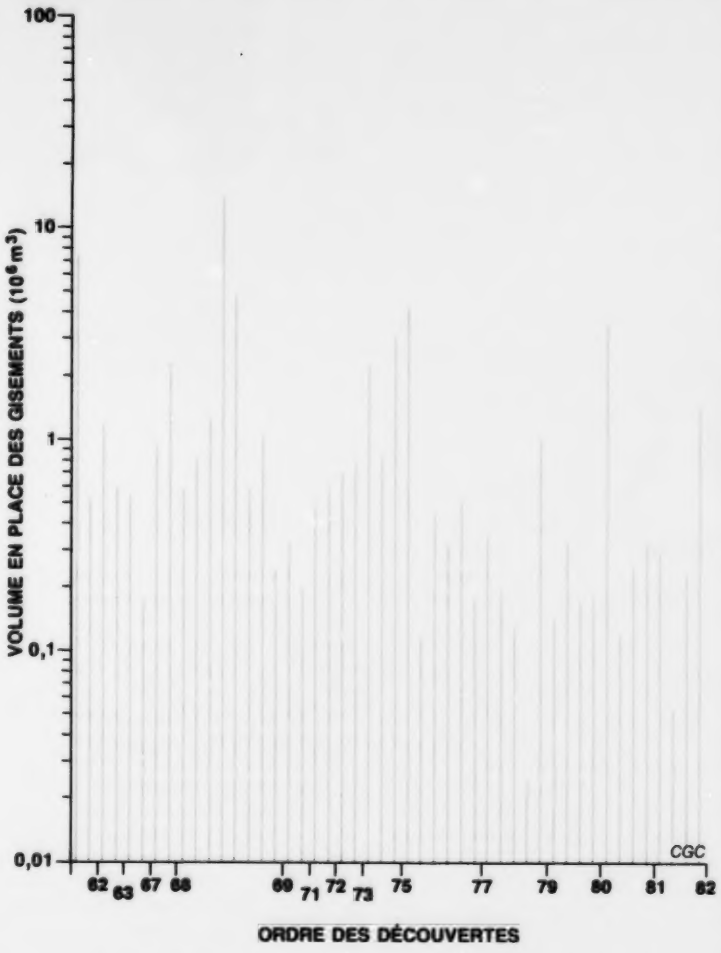


Figure 1. Zone pétrolière d'affouillement de Cardium.

La méthode des probabilités subjectives est utilisée principalement pour les zones possibles et les zones ayant fait l'objet d'une exploration très préliminaire. Pour ces zones, une opinion subjective, combinée aux données d'exploration disponibles, est utilisée pour estimer la dimension et le nombre de sites d'intérêt par l'établissement de distributions de fréquences des variables en cause. La méthode exige également une estimation subjective, soit du risque d'exploration, soit du nombre total de gisements. Cette méthode faisait initialement intervenir la simulation de Monte Carlo à titre de moyen pour combiner les distributions (Roy *et coll.*, 1975). L'application de la méthodologie a ultérieurement été étendue par l'utilisation, entre autres, d'une technique de remplacement par laquelle des approximations lognormales des distributions sont combinées par sommation afin d'obtenir les distributions des dimensions de gisements. La version améliorée de la méthode des probabilités subjectives est également incorporée au logiciel d'évaluation qui englobe et corrobore la méthode du modèle du processus de découverte.

Bien que la préparation d'une estimation des ressources d'une zone pétrolière comporte plusieurs étapes et plusieurs types de présentation des résultats, deux éléments lui sont essentiels, soit la distribution des dimensions des gisements et l'estimation du nombre de gisements. La manière dont ces éléments ont été dérivés puis utilisés dans l'évaluation des ressources pétrolières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est illustrée par la description des nombreuses étapes du processus et par l'utilisation d'exemples appropriés tirés de l'une des zones de la région, la zone marine d'affouillement de Cardium. Parmi les étapes de l'évaluation de la zone pétrolière mentionnons :

- La définition de la zone;
- La compilation des données ou de l'opinion subjective pertinentes;
- L'estimation de la distribution des dimensions de gisements;
- L'estimation du nombre de gisements;
- L'estimation de la dimension des gisements individuels classés selon le rang;
- L'utilisation de processus de rétroaction pour vérifier l'estimation de la dimension et du nombre de gisements par comparaison aux interprétations géologiques et à l'historique des découvertes récentes ainsi que par l'établissement d'une correspondance entre les découvertes existantes et les dimensions des gisements classés par rang;
- Le conditionnement de la dimension des gisements individuels aux données de découverte;
- L'estimation de la répartition du potentiel de la zone;
- La compilation du rapport de la zone et la génération de données sur les roches-réservoirs en vue de l'analyse économique.



ZONE PÉTROLIÈRE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM CRÉTACÉ SUPÉRIEUR DE L'OUEST CANADIEN

Figure 2

Définition de la zone

La zone pétrolière est définie de façon à inclure une concentration de sites d'intérêt et de gisements découverts qui partagent des caractéristiques communes de genèse et de migration des hydrocarbures, d'évolution des réservoirs et de configuration des pièges. Ainsi, les sites d'intérêt et les gisements forment une population géologique naturelle, limitée à une région spécifiée.

La définition des zones pétrolières est l'un des objectifs fondamentaux de l'analyse du bassin qui précède l'évaluation des ressources. Les géologues pétroliers du groupe d'étude tentent de reconnaître, à l'intérieur de chacun des répertoires de données géologiques, les possibilités de genèse et de piégeage des hydrocarbures. Ces possibilités prennent la forme de modèles sédimentaires et structuraux qui sont ensuite transposés en définitions de zones qui peuvent être très générales ou très restrictives. Par exemple, si la définition devait s'appliquer aux récifs dans un contexte global, l'estimation résultante aurait comme domaine d'application la prévision à l'échelle du globe. Une définition du même genre, limitée à un type spécifique de récifs d'un âge donné et présentant une répartition

géographique restreinte, produirait des estimations plus applicables à la région d'intérêt. Habituellement, à mesure que l'exploration permet d'étendre les connaissances géologiques, les zones pétrolières ont tendance à être subdivisées en éléments mieux définis, ce qui entraîne des estimations plus spécifiques et fiables. Le grès de Cardium du Crétacé supérieur en fournit l'exemple (fig. 1). Les gisements dans le grès de Cardium, qui exploitent des pièges stratigraphiques comportant d'épaisses lentilles de grès et de conglomérat formées à l'intérieur d'axes relativement étroits mais allongés, étaient à l'origine inclus dans une zone pétrolière comprenant les couches de grès de Cardium. Une interprétation moderne, basée sur des modèles sédimentaires, subdivise en deux zones la formation de Cardium. Dans le cas des champs de Ricinus, Cyn Pem et Carrot Creek, des grès de granulométrie moyenne à grossière et des conglomérats à galets ou à granules, formés en milieu marin peu profond, se sont déposés à l'intérieur de larges zones d'affouillement peu profondes. Ces zones d'affouillement, d'une largeur de plusieurs kilomètres et d'une profondeur de plusieurs dizaines de mètres, ont été creusées dans le grès ou le shale marins de la formation de Cardium sous-jacente. Elles étaient apparemment perpendiculaires à l'ancienne ligne de rivage et situées sur la plate-forme marine. Les particularités du concept de zone pétrolière et les possiblités de prévision qu'elle offre commencent à peine à ressortir (Walker, 1985). Dans ce cas précis, la définition du concept de zone pétrolière a été la suivante :

ZONE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM
Définition de la zone : cette zone pétrolière est définie comme l'ensemble de tous les gisements et sites d'intérêt stratigraphiquement piégés dans les grès et les conglomérats formés dans des zones marines d'affouillement de la formation de Cardium.

Compilation des données de la zone pétrolière

Une fois la zone formellement définie, l'étape suivante consiste à identifier tous les gisements découverts dans cette zone et à transférer des données sélectionnées dans le logiciel d'évaluation des ressources pétrolières. Parmi les données retenues, mentionnons le nom du gisement, le volume de pétrole en place, la date de découverte, la superficie du gisement, l'intervalle productif net, le facteur de récupération, le degré de saturation en eau, la porosité, la profondeur et la température des roches-réservoirs. La plupart de ces données sont tirées de bandes d'ordinateur renfermant les données sur les gisements compilées par les organismes provinciaux, données qui sont ensuite transférées directement zone par zone dans le logiciel d'évaluation. Les renseignements liés à la zone, comme les structures géologiques, les cartes d'isopaques et de faciès, les profils, les cartes de répartition des gisements, les cartes de pénétration et les éléments analogues, sont également compilés et résumés avant d'être versés au dossier permanent d'évaluation de la zone.

Distribution des dimensions de gisements

La distribution des dimensions de gisements, décrivant l'intervalle de dimension des gisements de la zone et leur fréquence, est probablement l'élément le plus important du processus d'évaluation des ressources. Cet élément influence plus que tout autre l'analyse économique. Combiné à une estimation du nombre de gisements, il permet à l'analyste d'estimer les dimensions de gisements individuels.

La distribution des dimensions de gisements varie en fonction du modèle de la zone, puisqu'elle décrit la population de gisements qui résulterait de l'application répétée du modèle de la zone pétrolière. Chacune des applications particulières du modèle diffère des précédentes en raison de légères différences sur le plan des dimensions et de la localisation de la zone, de la qualité des roches mères, des trajectoires de migration, de la densité des structures, etc. Ainsi, une application particulière peut être traitée comme un échantillon aléatoire d'une population plus large (concept statistique appelé superpopulation) comportant un nombre fini de gisements.

La méthode du modèle du processus de découverte, comme celle des probabilités subjectives, permet de déterminer la distribution des dimensions de gisements. Dans le cas du modèle du processus de découverte, les découvertes effectuées à l'intérieur d'une zone pétrolière sont considérées comme un échantillon de la population de gisements résultant de l'exploration. La méthode statistique habituellement utilisée pour le calcul de la moyenne et de la variance de la population à partir de l'échantillon n'est valide que si on peut supposer l'échantillon aléatoire ou assez important pour représenter la population. En fait, ni l'une ni l'autre de ces l'hypothèses n'est habituellement valide. Pendant l'exploration, les grands gisements sont normalement découverts tôt parce que les meilleurs sites d'intérêt ont tendance à être identifiés et forés les premiers. Par conséquent, les cibles n'ayant pas fait l'objet de forages comprendront un nombre disproportionné de petits gisements. La moyenne de l'échantillon serait alors surestimée et sa variance, sous-estimée par rapport aux paramètres de la population. L'échantillon que constituent les gisements découverts dans le cadre de l'exploration est nettement biaisé plutôt qu'aléatoire. Cela est apparent à l'examen de la figure 2 sur laquelle les dimensions des découvertes dans la zone d'affouillement de Cardium figurent selon l'ordre de découverte. Quoique la succession présente plusieurs "ondes" ou "cycles", une tendance très nette en faveur de la découverte hâtive des gisements plus grands est apparente. De manière simpliste, on peut dire que le degré auquel ce biais est présent constitue une mesure de l'efficacité de l'exploration (quoiqu'il puisse être attribuable à plusieurs facteurs). Le modèle du processus de découverte fait intervenir des calculs mathématiques basés sur l'hypothèse selon laquelle l'échantillonnage résultant de l'exploration serait exhaustif et proportionnel aux dimensions des gisements.

La méthode permet d'estimer la moyenne et la variance de la distribution lognormale des dimensions de gisements, mesure de "l'efficacité de l'exploration", et fournit une certaine indication du nombre total de gisements que renferme la zone pétrolière. Elle ne tient pas compte des facteurs biaisant l'échantillon, autres que la proportionnalité aux dimensions et l'échantillonnage exhaustif, et, pour cette raison, la distribution estimée des dimensions de gisements sous-estime probablement la moyenne et surestime la variance de la population. La relation entre la distribution des dimensions de gisements de la zone d'affouillement de Cardium basée, d'une part, sur un échantillon supposé aléatoire et dérivée, d'autre part, du modèle du processus de découverte est illustrée à la figure 3. La distribution de la population réelle se situe probablement entre ces deux distributions. La méthode fournit donc des intervalles d'estimation des paramètres (moyenne et variance) pour ultérieurement dériver une estimation finale de la distribution des dimensions de gisements.

La distribution des dimensions de gisements peut également être calculée par la méthode des probabilités subjectives. Cette méthode repose sur la description de chacune des variables d'une équation de dimensions de gisements (intervalle productif net, superficie du gisement, porosité, saturation en hydrocarbures et facteur volumétrique de la formation) au moyen d'une distribution de probabilités décrivant l'étendue des valeurs possibles de la variable pour tous les sites d'intérêt ou les gisements de la zone pétrolière. Les distributions de probabilités de chacune des variables incorporent toutes les données objectives disponibles, données modifiées lorsque nécessaire par l'opinion subjective ou par les données analogiques. Elles sont combinées pour former une distribution des dimensions de gisements de la zone pétrolière.

Estimation du nombre de gisements

Le nombre total de gisements d'une zone pétrolière est un élément essentiel du processus d'estimation. Le modèle du processus de découverte fournit une estimation de cette valeur lors de l'estimation des paramètres de la distribution des dimensions de gisements. Cette méthode fournit également à l'analyste la possibilité de mettre à l'essai une plage de valeurs relatives au nombre de gisements et d'observer les répercussions au niveau des dimensions de gisements individuels.

Pour ce qui est de la méthode des probabilités subjectives, le nombre de gisements doit être estimé directement sous forme de valeur individuelle ou de distribution de probabilités. À titre de solution de remplacement, le nombre de sites d'intérêt peut être estimé, généralement sous forme de distribution, et ultérieurement réduit en une distribution du nombre de gisements au moyen du risque d'exploration. Ce risque est estimé en prenant en considération la possibilité que la zone ne soit pas valide (aucune découverte éventuelle) ainsi que la possibilité qu'une proportion des sites d'intérêt ne présente pas de fermeture, de réservoirs adéquats, d'enrichissement en hydrocarbures ou de pièges intacts.

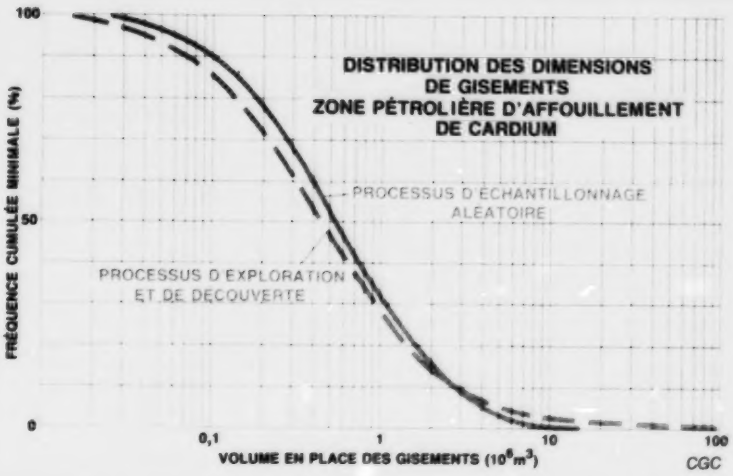


Figure 3. Distribution des dimensions de gisements dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium.

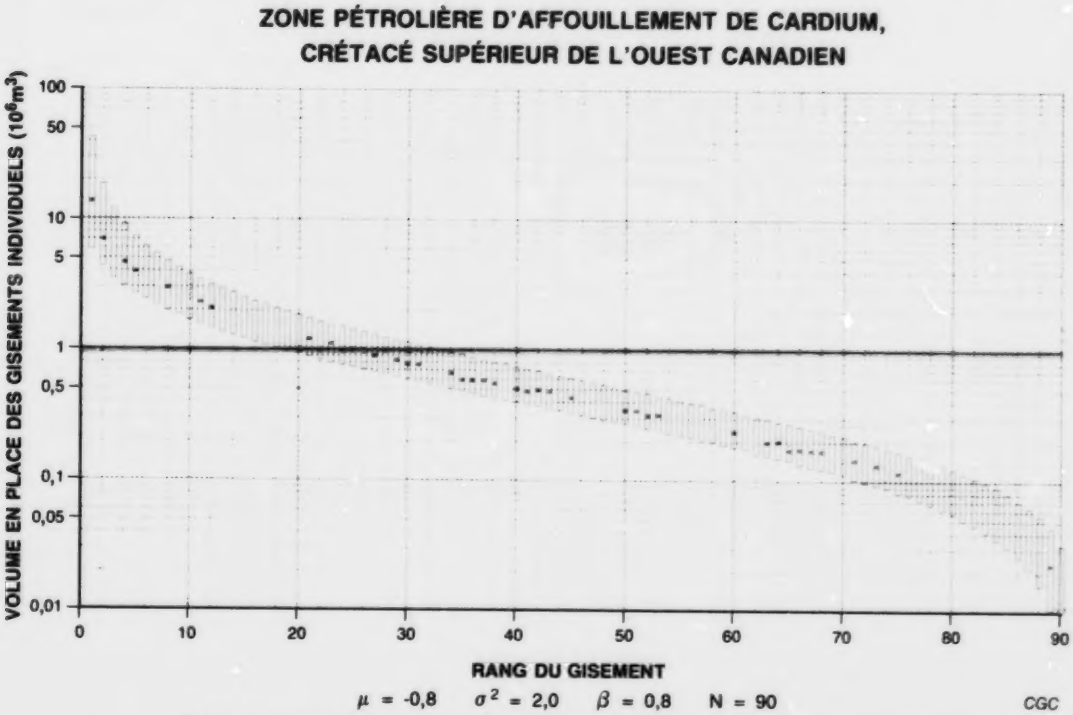


Figure 4. Estimation de la dimension des gisements entre le 5e et le 95e centiles dans la zone pétrolière d'affouillement de Cardium.

Dimensions des gisements individuels par rang

L'un des paramètres les plus utiles des évaluations de ressources est la prévision des dimensions des gisements individuels par rang, soit les dimensions du gisement le plus important, du gisement se classant au deuxième rang, et ainsi de suite.

Les seules données d'entrée nécessaires aux calculs sont la distribution des dimensions de gisements et le nombre de gisements de la zone, tels qu'obtenus par les méthodes décrites précédemment. Les gisements individuels sont représentés par des cases indiquant la plage de dimensions probables (soit du 25e au 75e ou du 5e au 95e centiles). Les probabilités pour que la dimension de gisement fasse partie de l'intervalle sont de 50 % dans le premier cas et de 90 % dans le second cas. La distribution des cases varie du plus gros au plus petit gisement. La figure 4 présente le diagramme prévu des dimensions de gisements entre le 5e et le 95e centiles.

Lorsqu'il y a un très grand nombre de gisements, les estimations des dimensions sont exprimées sous forme de nombres dans des classes de dimensions de gisements.

Processus de rétroaction et mise en correspondance avec les découvertes

L'aptitude à estimer les dimensions de gisements individuels dans une zone pétrolière fournit toute une gamme de possibilités de rétroaction. À ce stade, l'analyste peut comparer toute supposition, en ce qui a trait aux dimensions et aux fréquences, à l'ensemble prévu de gisements. Les gisements découverts s'insèrent-ils de manière satisfaisante dans l'ensemble? Les paramètres de la distribution prévue des dimensions de gisements se comparent-ils de manière logique à ceux de zones pétrolières analogues? La superficie de la zone telle que définie permet-elle d'inclure le nombre de gisements prévu? Les dimensions du plus grand gisement semblent-elles correspondre à celles des gisements déjà découverts? Ces questions, et d'autres du même genre, amènent l'analyste à ajuster les paramètres de manière à mieux faire correspondre la population de la zone, telle que calculée à partir de ces paramètres, avec les renseignements disponibles et avec les jugements portés sur la zone. Le logiciel d'évaluation des ressources pétrolières comporte une composante qui facilite le travail de l'analyste, appelée processus de mise en correspondance. Cette composante permet à l'évaluateur d'introduire une plage échelonnée de valeurs de la moyenne et de la variance de la distribution des dimensions de gisements ainsi qu'une plage échelonnée de valeurs de N, le nombre total de gisements. Elle fait également intervenir les dimensions de gisements découverts individuels qui figurent déjà dans le logiciel d'évaluation. Chacune des nombreuses combinaisons résultant des plages de valeurs d'entrée est classée afin d'identifier les meilleures correspondances selon divers critères. L'évaluateur peut examiner le groupe des "bonnes correspondances" et retenir l'une d'elles comme choix final selon son jugement quant aux meilleurs ajustements des prévisions en fonction des découvertes. Ce processus de mise en correspondance avec rétroaction constitue l'une des manières d'en arriver à une valeur acceptable de N, le nombre total

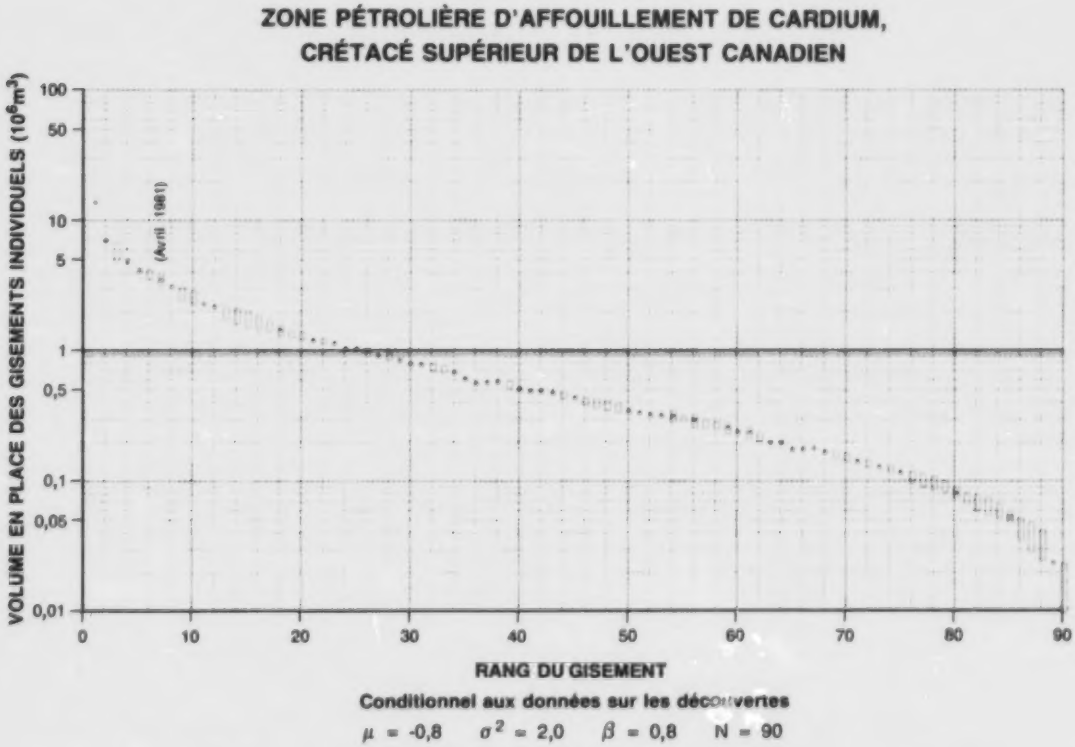


Figure 5. Diagramme des dimensions de gisements entre le 5e et le 95e centiles dans la zone d'affouillement de Cardium (après conditionnement).

de gisements.

Le processus de rétroaction et le programme de mise en correspondance peuvent également être utilisés comme tests. Par exemple, si une zone comporte 15 découvertes ou plus, l'échantillon est séparé en deux ensembles selon l'ordre de découverte. Le premier ensemble est ensuite utilisé pour prédire le deuxième. Cet exercice permet de valider la distribution des dimensions de gisements ainsi que le nombre de gisements obtenus lors de l'évaluation. Dans l'exemple utilisé aux fins de la discussion, les 40 premières découvertes, effectuées avant 1980, ont été utilisées pour effectuer l'évaluation. Si cet exercice n'avait pas permis de prédire les dimensions des 8 découvertes effectuées ultérieurement, l'évaluation aurait été considérée défectueuse et aurait dû être reprise. À l'issue de l'évaluation, l'existence de chacun des huit nouveaux gisements avait été prévue. Par exemple, le gisement découvert en avril 1981 pouvait être mis en correspondance avec le gisement classé au septième rang (fig. 5), non encore découvert lors de la prévision initiale.

Dimensions des gisements individuels par rang, conditionnelles aux données sur les découvertes

Après obtention d'une correspondance satisfaisante entre les gisements découverts et les gisements prévus, l'analyste a recalculé les plages de dimensions des gisements non découverts. Par exemple, le gisement numéro 3 (fig. 4 et 5) est le plus grand gisement non découvert de la zone pétrolière. La correspondance acceptée stipule que les gisements classés au deuxième et quatrième rangs ont été découverts et les plages de dimensions prévues pour ces gisements, telles qu'illustrées à la figure 4, ont été remplacées sur la figure 5 par des valeurs uniques. Ces valeurs uniques limitent alors la plage acceptable des dimensions prévues pour le gisement numéro 3 (fig. 5) pourvu que la correspondance (gisements découverts numéros 2 et 4) soit juste. Cette réduction de la plage prévue de dimensions des gisements non découverts est appelée "conditionnement de la correspondance". Le résultat du processus de conditionnement est manifeste à la comparaison des figures 4 et 5, puisque les plages de dimensions des gisements non découverts à la figure 5 sont substantiellement modifiées après la représentation des gisements découverts par une valeur unique. Les gisements non découverts sont représentés par des cases et les gisements découverts, par des points.

L'examen de la figure 5 permet de formuler les énoncés suivants :

1. La zone comporte un nombre total de 90 gisements;
2. Les dimensions du gisement non découvert le plus important varient, avec une probabilité de 90 pour cent, de 5 à 7 x 10^6 m^3 PEP;
3. Chacun des 13 gisements non découverts les plus importants renferme plus de 1 x 10^6 m^3.

Distribution du potentiel des zones pétrolières

La distribution des dimensions de gisements et le nombre de gisements peuvent également être utilisés pour le calcul d'une distribution de probabilités des ressources totales de la zone. La distribution des ressources pétrolières de la zone d'affouillement de Cardium semble indiquer, avec une probabilité de 50 %, que la valeur du volume en place varie de 90 à 125 x 10^6 m^3. Un total de 62 x 10^6 m^3 ayant déjà été découvert, le reste constitue les ressources non découvertes. La distribution du potentiel d'une zone pérolière peut être obtenue en effectuant la sommation appropriée des distributions des gisements individuels non découverts. Cette distribution du potentiel varie (avec une probabilité de 90 %) de 35 à 40 x 10^6 m^3 PEP et présente une valeur médiane de 37 x 10^6 m^3 PEP (potentiel récupérable de 7,18 x 10^6 m^3). Dans le présent rapport, la valeur médiane de la distribution du potentiel de la zone pétrolière est signalée et l'intervalle d'estimation a également été signalé dans le cas des zones pour lesquelles les estimations présentent une plage étendue.

Préparation des données en vue de l'analyse économique

Après l'obtention de la distribution des ressources de chacune des zones, le logiciel d'évaluation des ressources fait intervenir un programme qui compile les résultats de l'analyse. Les données fournies au groupe économique comprennent :

- Un résumé des estimations;
- Une liste des données retenues sur les gisements;
- Tous les résultats provenant des différentes composantes de l'évaluation;
- Des graphiques de distribution de probabilités et des estimations;
- Des graphiques de divers paramètres des réservoirs, comme le volume en place des gisements en fonction de leur superficie, etc.

ZONE PÉTROLIÈRE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM, CRÉTACÉ SUPÉRIEUR DE L'OUEST CANADIEN

Figure 6. Courbe logarithmique de probabilité, zone d'affouillement de Cardium.

Les estimations des dimensions de gisements individuels classés par rang constituent les principales données d'entrée des analyses économiques. Malheureusement, seule la valeur médiane de chaque distribution des dimensions de gisements individuels pouvait être introduite dans le modèle économique. Lors de l'évaluation économique, l'utilisation de valeurs individuelles plutôt que de la distribution complète ne comporte pas l'incertitude associée à l'estimation et peut entraîner de fausses interprétations lors des analyses ultérieures.

Hypothèse de lognormalité

Les dimensions des gisements à l'intérieur d'une zone pétrolière présentent fréquemment une distribution approximativement lognormale. Pour l'évaluation des ressources pétrolières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, la plupart des zones pétrolières prouvées ayant fait l'objet d'une exploration intensive ont été analysées suivant l'hypothèse selon laquelle les distributions des dimensions de leurs gisements peuvent être approximativement représentées par une série de distributions lognormales. Pour chacune des zones, les dimensions des gisements découverts ont été portées sur des graphiques de probabilités lognormales afin de déceler toute

indication pouvant invalider cette hypothèse. À la figure 6, le graphique de probabilité lognormale de la zone d'affouillement de Cardium est utilisé à titre d'exemple. La ligne relativement droite formée par les gisements découverts constitue une indication de la validité de l'hypothèse en ce qui a trait à cette zone.

Limites du processus d'estimation

Des erreurs peuvent se glisser d'un grand nombre de manières dans le processus d'évaluation des ressources. Une mauvaise définition ou une confusion de zones pétrolières peuvent fausser l'analyse statistique; il peut exister des erreurs dans les données d'entrée; le fait de ne pas établir la bonne correspondance avec les plus grands gisements ou de ne pas reconnaître l'existence d'un gisement plus grand que le "gisement le plus important" peut gravement fausser les estimations; enfin, une connaissance incomplète ou inexacte des principaux contrôles géologiques d'une zone peut entraîner de mauvais jugements lors du choix du nombre de gisements. Chacune des méthodes est sujette à des améliorations découlant de nouvelles relations fonctionnelles que les recherches permettront de découvrir. Il s'agit d'un processus en évolution et les méthodes utilisées dans la présente étude étaient tout simplement les meilleures disponibles à l'époque.

Potentiel des zones pétrolières

Le potentiel des zones pétrolières est calculé sous forme de distributions pour lesquelles tous les points sont valides. Les zones pétrolières d'un bassin peuvent être additionnées les unes aux autres et exprimées de manière analogue (fig. 7) en incluant les ressources découvertes. Pour des raisons pratiques, seules les valeurs médianes du potentiel sont mentionnées dans le présent rapport. Il est à souligner que la partie II du rapport, intitulée Analyse économique, ne fait intervenir que ces valeurs médianes.

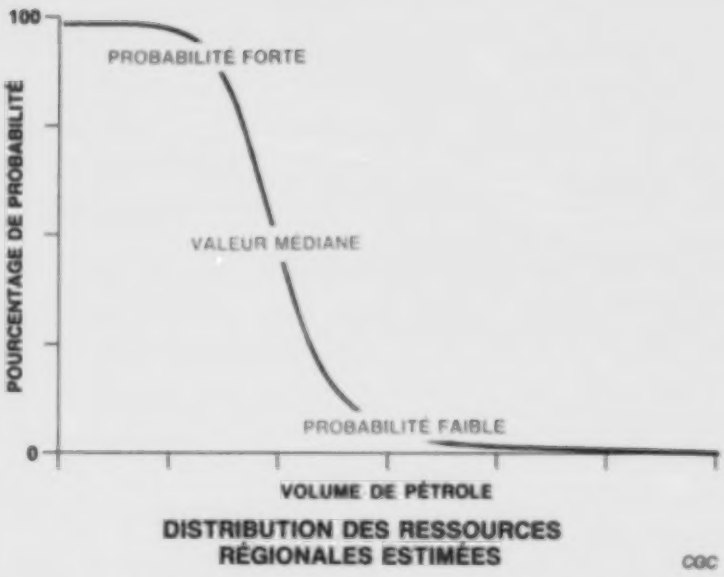


Figure 7. Courbe de fréquence cumulée des ressources.

Lors de la description des zones pétrolières individuelles, dans les parties suivantes du présent rapport, seuls les 30 gisements les plus importants figurent dans les diagrammes de dimensions. Les diagrammes présentent également les valeurs de la moyenne (μ) et de la variance (σ^2) de la distribution lognormale de même que le nombre total de gisements de la zone (N) et une valeur bêta (β) caractérisant le facteur "d'efficacité de l'exploration" reflété sur les graphiques de l'ordre de découverte (fig. 2). Les valeurs de bêta, qui s'échelonnent généralement de 0 à 1, constituent une mesure de la proportionnalité des dimensions de gisements. Une faible valeur de β indique que le processus de découverte constitue presque un processus d'échantillonnage aléatoire. Ce caractère aléatoire pourrait être attribuable à l'effet de dimensions de gisements presque uniformes ou à l'un ou l'autre des facteurs précédemment mentionnés. Plus la valeur de ce facteur est élevée, plus les dimensions des gisements influencent l'ordre de leur découverte.

CADRE GÉOLOGIQUE

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, d'une superficie de 1,4 x 10^6 km^2, occupe le sud-ouest du Manitoba, le sud de la Saskatchewan, l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et l'angle sud-ouest des Territoires du Nord-Ouest. Le prolongement du bassin aux États-Unis est d'une superficie additionnelle de 0,26 x 10^6 km^2. Le bassin est défini au nord par l'arche de Tathlina, à l'est par la limite d'érosion en bordure du Bouclier canadien et au sud par les arches Transcontinental, Sioux et Central Montana. À l'ouest, le bassin est limité par le front structural des montagnes Rocheuses. Pendant la majeure partie de son histoire, le bassin n'avait pas de limites bien définies et était directement relié à d'autres centres de sédimentation de l'Amérique du Nord occidentale. Les limites retenues dans le présent rapport ont toutefois certains fondements géologiques et, de plus, elles correspondent approximativement aux limites politiques des provinces des Prairies canadiennes. En général, les sédiments du bassin forment un biseau qui s'épaissit en direction du sud-ouest depuis la limite d'érosion en bordure du Bouclier canadien. Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est subdivisé en deux bassins, celui de l'Alberta et celui de Williston, par l'arche de Sweetgrass (fig. 8).

Deux grands biseaux sédimentaires s'épaississant vers l'ouest constituent le remplissage du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Chacun de ces biseaux renferme approximativement le même volume de sédiments, dérivé toutefois de cadres tectoniques très différents. Le biseau le plus profond renferme principalement des sédiments marins datant du Protérozoïque supérieur au Jurassique moyen. Ces unités provenant de l'est ont été déposées, pendant une succession de transgressions épisodiques, sur la marge continentale passive et le craton adjacent de l'ancienne Amérique du Nord. Le deuxième biseau renferme des sédiments clastiques, déposés en milieu non marin et marin peu profond, du Jurassique supérieur au Tertiaire. Ces sédiments ont été déposés dans une avant-fosse en migration engendrée par la charge exercée sur le craton par la masse tectonique des nappes de chevauchement résultant de l'accrétion par collision de microcontinents sur la marge occidentale de l'ancienne Amérique du Nord. Les nappes de chevauchement ascendantes ont fourni le matériel détritique de remplissage de l'avant-fosse tout en exerçant la charge tectonique qui a causé l'inclinaison des sédiments plus anciens en direction de la marge continentale. Cette légère inclinaison vers l'ouest a engendré les conditions d'enfouissement propices à la formation d'hydrocarbures et les conditions gravitationnelles propices à la migration ascendante vers l'est, en direction des pièges présents à l'intérieur du système.

ÉVOLUTION DU BASSIN

Le caractère épisodique des mouvements épirogéniques et orogéniques a entraîné des modifications périodiques majeures des sources de sédiments et de brusques changements latéraux dans les zones de faciès. L'identification de ces événements à grande échelle à l'intérieur de la succession stratigraphique a permis de déterminer deux séquences précambriennes et six séquences phanérozoïques majeures limitées par des discordances. Quatre des séquences phanérozoïques se trouvent dans le premier biseau stratigraphique et deux, dans le deuxième (fig. 9). Des séquences analogues, limitées par des discordances et dont l'existence a été démontrée par Sloss (1963) dans la région du centre du continent nord-américain, fournissent un cadre pratique pour la description de l'histoire géologique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Même s'il est possible d'établir une correspondance raisonnablement bonne entre les séquences classiques de Sloss et l'historique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les limites qu'il a identifiées ne correspondent pas toutes précisément aux événements tectoniques majeurs qui ont influencé le bassin à l'échelle locale. Le concept est néanmoins utile et a servi de guide pour la rédaction de chapitres individuels.

Dans le présent chapitre, on ne présente qu'un aperçu de l'histoire géologique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien puisqu'elle est examinée de manière plus détaillée dans le corps du rapport qui traite des périodes géologiques distinctes et des possibilités qu'elles présentent du point de vue des ressources en pétrole. Ces chapitres renferment également des références aux publications importantes sur lesquelles est basé le résumé géologique.

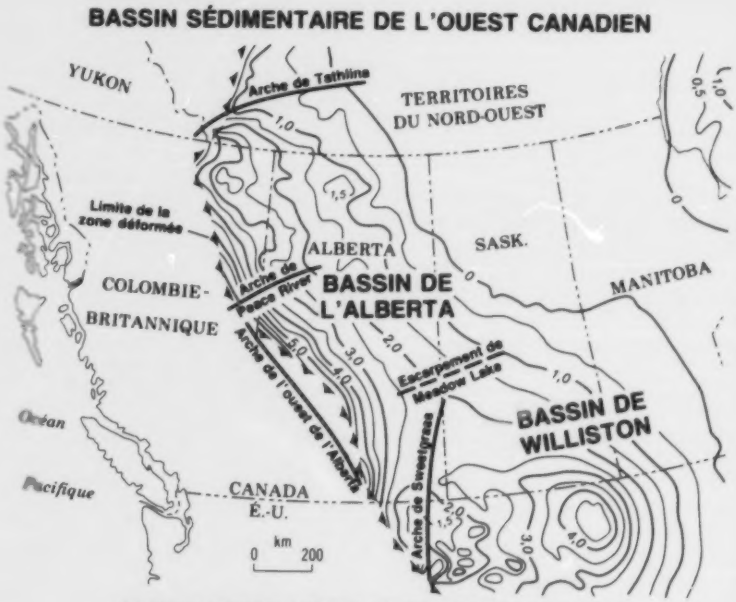


Figure 8. Matériel de remplissage du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Précambrien

La phase initiale de formation du bassin remonte à l'Hélikien, alors que la formation d'un rift le long de toute la marge occidentale de l'Amérique du Nord a entraîné le dépôt de biseaux de terrasses sédimentaires de marge passive, concomitants et postérieurs au rift. Le supergroupe de Belt-Purcell (1600 à 1350 Ma), du sud-ouest de la Colombie-Britannique et du nord-ouest du Montana, renferme jusqu'à 15 km de roches clastiques d'eau profonde passant à des roches clastiques et carbonatées d'eau peu profonde (séquence 1). Après la formation du rift, il y a probablement eu transformation de la marge passive en marge active, puis soulèvement et érosion partielle des sédiments de la séquence 1.

La formation d'un deuxième rift pendant l'Hadrynien a rouvert la plate-forme continentale occidentale à l'influence marine. Les sédiments déposés à cette époque (séquence 2) constituent le supergroupe de Windermere (850 à 600 Ma). Cette séquence est un biseau s'épaississant vers l'ouest et principalement composé de roches clastiques immatures grossièrement grenues d'une épaisseur de plus de 9 km. Dans les régions de l'est, la séquence repose en discordance sous les roches cambriennes mais peut être concordante à son prolongement occidental plus distal.

Pratiquement toutes les roches précambriennes ont été déposées dans le miogéoclinal, à l'ouest du craton relativement stable. L'étroit "rift de l'Alberta méridional" (Kanasewich *et coll.*, 1969) était peut-être l'unique centre de sédimentation précambrien du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les roches sédimentaires précambriennes ne font pas partie de la présente évaluation du potentiel pétrolier.

Cambrien à Ordovicien inférieur

La troisième séquence sédimentaire (Sauk) atteste de la première transgression marine importante à l'intérieur du continent nord-américain. Dans l'Ouest canadien, ces dépôts constituent un biseau sédimentaire s'épaississant vers l'ouest, accumulé en réponse à la formation d'une marge continentale passive analogue à l'actuelle marge atlantique de l'Amérique du Nord. Les dépôts de cette séquence sont dominés par des roches carbonatées et clastiques formées en milieu marin peu profond. La transgression marine s'est effectuée depuis l'ouest, de sorte que les zones de faciès sont alignées approximativement suivant des axes nord-nord-ouest. La surface continentale sur laquelle les sédiments ont été déposés était relativement plane, de sorte que des fluctuations mineures du niveau de la mer ont entraîné de brusques changements latéraux dans les zones de faciès. À cette époque, l'ancienne Amérique du Nord était située aux latitudes équatoriales, ce qui favorisait le dépôt de carbonates dans les eaux chaudes, peu profondes et oxygénées, relativement sans apport de sédiments clastiques.

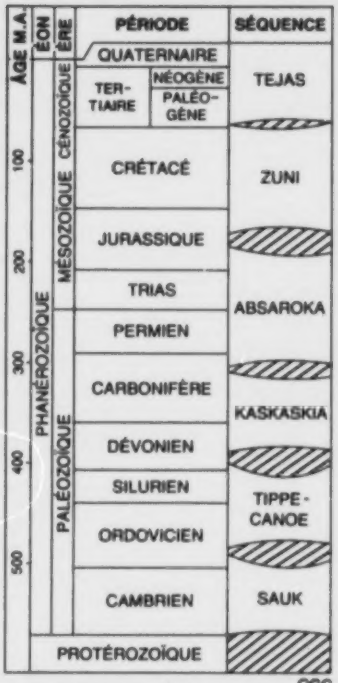


Figure 9. Échelle des divisions géologiques du Phanérozoïque.

Ordovicien moyen au Silurien

La séquence de Tippecanoe est incomplète dans la majeure partie du bassin de l'Ouest canadien. La charge tectonique résultant de l'orogenèse taconique dans la partie orientale de l'Amérique du Nord a déprimé la partie orientale de la croûte continentale à l'Ordovicien moyen. Des mers épicontinentales ont submergé l'arche Transcontinental pour déposer au Manitoba et en Saskatchewan méridionale des sédiments transgressifs depuis le sud-est. À l'ouest, une lente subsidence a entraîné sur de grandes étendues le dépôt de sédiments marins de milieu peu profond. Les milieux de sédimentation étaient analogues à ceux de la séquence de Sauk. Toutefois, la phase de transgression de l'Ordovicien supérieur, qui a recouvert la plus grande partie de l'Amérique du Nord, n'a laissé que peu de sources de matériel détritique; en conséquence, la délimitation de zones de faciès caractéristiques disparaît. L'extension relativement grande du faciès des carbonates a limité les possibilités de formation de pièges stratigraphiques. Pendant le Silurien supérieur et le tout début du Dévonien, les mers se sont retirées du centre du continent et la période d'érosion qui a suivi a entraîné l'ablation de la majeure partie des unités stratigraphiques du bassin de l'Alberta.

Dévonien au Carbonifère inférieur

Les couches géologiques attribuées à la séquence de Kaskaskia révèlent l'existence d'un certain nombre de cycles transgressifs-régressifs. Puisque la majeure partie des ressources en pétrole conventionnel léger et moyen de l'Ouest canadien se trouve dans les roches de cette séquence, Moore (sous presse) a dénommé les cycles dévoniens afin d'assurer un cadre adéquat à l'étude de leur histoire géologique. Le chapitre sur le Dévonien du présent rapport utilise, comme base de l'analyse, les séquences identifiées par Moore.

Pendant la période d'érosion, et supposément d'activité tectonique, qui a précédé la sédimentation des roches attribuées à la séquence de Kaskaskia, le bassin de l'Alberta a été subdivisé par des arches, en bassins qui déterminaient les configurations de dépôt des sédiments dévoniens. Ces arches n'ont pas été complètement recouvertes avant la fin du Dévonien. Elles délimitaient un certain nombre de bassins partiellement protégés dans lesquels se sont formés des axes récifaux de grande extension. Des roches clastiques grossièrement grenues arrachées aux arches bordaient les bassins, en particulier autour de l'arche de Peace River. Les conditions anaérobies dans les parties les plus profondes des bassins partiellement confinés ont permis l'accumulation de sédiments riches en matière organique. Ces sédiments devaient ultérieurement devenir les roches mères qui ont ultimement abondamment alimenté en hydrocarbures les pièges récifaux et les roches clastiques marginales.

Après l'enfouissement des arches, les configurations sédimentaires du début du Carbonifère sont devenues plus apparentées à celles des périodes antérieures du Paléozoïque. L'arche de Peace River a cessé d'exister comme relief positif à cette époque et est plutôt devenu un centre de sédimentation pendant la fin du Paléozoïque.

Carbonifère supérieur au Jurassique moyen

La séquence d'Absaroka, qui couvre la période allant du Carbonifère supérieur au Jurassique moyen, est caractérisée par une instabilité générale de la marge continen-

tale. La stratigraphie est interrompue par un ensemble de disco.dances mineures. Les surfaces de discordance se rencontrent à l'est en une zone où la majeure partie des unités stratigraphiques sont absentes. Sauf dans les zones restreintes d'activité tectonique légère décrites ci-après, la fluctuation du niveau de la mer a constitué le principal contrôle de la sédimentation. Toutefois, à aucun moment du dépôt de cette séquence, il n'existe d'indices de transgression prolongée ou étendue à l'intérieur du craton. La configuration régressive caractéristique de la séquence carbonifère sous-jacente s'est poursuivie et la majeure partie des composantes clastiques était dérivée du craton. Une transition progressive du dépôt de roches principalement carbonatées à des roches clastiques est manifeste. Elle est en grande partie attribuable à la dérive progressive du continent nord-américain en direction du nord, soit vers des latitudes plus septentrionales, non propices à la sédimentation de roches carbonatées.

Des entités et structures tectoniques imprécises de la croûte continentale ont été accentuées pendant cette période d'instabilité continentale mineure. En particulier, le soulèvement de l'arche de Sweetgrass et la subsidence des régions de Peace River et du bassin de Williston ont influencé la configuration de la sédimentation. Le bassin de Williston est caractérisé par des dépôts terrestres et de milieu marin peu profond tandis qu'au nord de l'arche de Sweetgrass, la sédimentation s'effectue en milieu marin ouvert. Toutefois, la majeure partie de la stratigraphie du Carbonifère supérieur est absente en raison de plusieurs discordances internes.

La partie mésozoïque de la séquence d'Absaroka reste dominée par une sédimentation clastique, à l'exception d'un bref intervalle pendant le Trias supérieur. Ces roches sont confinées aux parties nord-ouest et ouest du bassin de l'Alberta où la stratigraphie est partiellement conservée. À cet endroit, les dépôts marins marginaux, lorsque conservés, indiquent des fluctuations fréquentes, quoique non excessives, du niveau de la mer. Des roches déposées en milieu marin peu profond au Jurassique inférieur et moyen occupent la majeure partie du bassin de Williston, de l'arche de Sweetgrass et de la partie occidentale du bassin de l'Alberta.

Jurassique supérieur au Paléocène

Une modification majeure des régimes de sédimentation du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est survenue au début de la séquence de Zuni. Elle est attribuable à l'arrivée au large de la côte ouest de l'ancienne Amérique du Nord de terrains allochtones, ou sous-continents, se déplaçant avec les plaques océaniques, et à leur accrétion à la plaque nord-américaine. L'accrétion des sous-continents a comprimé et détaché les sédiments qui formaient le prolongement ouest de la marge cratonique pour les transporter les uns par-dessus les autres, de manière à former la zone orogénique qui limite le bassin à l'ouest. La charge tectonique causée par le télescopage de ces nappes de chevauchement a enfoncé la croûte, créant ainsi l'avant-fosse en migration formée devant les nappes en progression. La zone orogénique de la Cordillère en expansion vers l'est devint la source de sédiments clastiques déposés dans le bassin d'avant-pays. Les éléments orogéniques majeurs se reflètent dans plusieurs séquences clastiques. Les séquences du Jurassique supérieur au début du Crétacé et du Crétacé inférieur à la fin du Crétacé inférieur ont été déposées pendant et après l'orogenèse columbienne. Pendant le début de l'Albien inférieur, une transgression majeure depuis le sud et l'est a créé une voie maritime intracontinentale étendue. À l'intérieur de cette mer, des transgressions majeures sont survenues pendant le début de l'Albien supérieur, le Turonien et le Santonien. Du Campanien au Maestrichtien, des grès régressifs majeurs se sont avancés dans la voie maritime intracontinentale. Cela constitue les premiers stades de l'orogenèse laramienne qui s'est poursuivie au Paléocène et qui a été accompagnée par la sédimentation molassique. La sédimentation a cessé dans le bassin d'avant-pays à l'Éocène, après quoi, la région a été soumise au soulèvement puis à l'érosion.

Éocène au Pliocène

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien a été épisodiquement soulevé et érodé de l'Éocène au Pliocène. Les seuls dépôts représentant la séquence de Tejas (Sloss, 1963) sont les roches continentales clastiques, grossièrement grenues, d'une répartition extrêmement restreinte et ne présentant aucun potentiel pétrolier.

LE CAMBRIEN, L'ORDOVICIEN ET LE SILURIEN

Deux séquences (Sloss, 1963) sous-jacentes au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont représentées par le Cambrien, l'Ordovicien et le Silurien : la séquence de Sauk renferme des roches allant du Cambrien moyen à l'Ordovicien inférieur tandis que la séquence de Tippecanoe renferme des roches allant de l'Ordovicien moyen au Silurien. Des discordances majeures séparent les deux séquences l'une de l'autre, du socle cristallin précambrien sus-jacent et des roches sédimentaires sus-jacentes du Dévonien ou plus récentes. L'épaisseur maximale conservée de la séquence de Sauk est de 600 m, dans l'est de l'Alberta, tandis que celle de la séquence de Tippecanoe est de 500 m, dans le sud-est de la Saskatchewan.

La division des bassins de l'Alberta et de Williston dans ces séquences correspond à la direction générale de l'arche de Sweetgrass, celle-ci étant orientée vers le nord jusqu'à l'escarpement de Meadow Lake (fig. 8). La stratigraphie diffère d'un bassin à l'autre en raison des limites de sédimentation du Cambrien moyen à l'est et des limites conservées de l'Ordovicien et du Silurien à l'ouest (tableau 1).

La plupart des puits de l'Ouest canadien ont été forés sur des cibles dévoniennes ou postérieures; néanmoins, le petit nombre de puits (moins de 1000) à l'intérieur de roches phanérozoïques pré-dévoniennes suffit à donner un aperçu de l'évolution sédimentaire et de la répartition approximative de ces roches. De nombreux autres détails concernant l'histoire géologique ont été obtenus en étudiant les coupes stratigraphiques bien exposées dans la partie orientale des Rocheuses et la zone d'affleurement orientale du Manitoba et de la Saskatchewan. Les roches pré-dévoniennes du bassin de Williston ont fait l'objet d'une exploration plus intense aux États-Unis qu'au Canada. Ces données de sous-surface additionnelles ont contribué à une meilleure compréhension de l'histoire de la sédimentation au Paléozoïque inférieur.

MODE DE SÉDIMENTATION

La surface au-dessus de laquelle les mers de la transgression initiale de Sauk se sont avancées présentait un relief plutôt faible comportant peu de reliefs identifiables (ou déjà identifiés). À l'échelle locale toutefois, dans le sud-est de l'Alberta et l'ouest de la Saskatchewan, de petites collines, ou monadnocks, constituées de socle cristallin et pouvant atteindre 100 m, ont existé au cours de la sédimentation cambrienne. L'existence d'autres éléments structuraux ou géomorphologiques précambriens a été postulée, comme c'est le cas pour un élément à l'origine de l'arche de Peace River, déduit par Pugh (1973) à partir de la configuration des strates du Cambrien moyen et supérieur.

L'évolution des faciès dans les roches de la séquence de Sauk a été principalement déterminée par des fluctuations du niveau de la mer. L'effet combiné d'un faible relief et de la proximité de l'ancien craton nord-américain du paléo-équateur a favorisé le dépôt de roches carbonatées dans les mers épicontinentales chaudes et peu profondes. La surface presque plane du socle cristallin a été recouverte de débris clastiques fortement altérés que les mers saukiennes en progression ont remaniés en dépôts diachrones de grès de base. De manière générale, les sédiments sus-jacents appartiennent à trois zones de faciès distinctes. Les calcaires d'eau peu profonde de la zone des "carbonates moyens" séparaient les sédiments finement grenus d'eau profonde de nature "exodétritique" des sédiments finement à grossièrement grenus appartenant au faciès "endodétritique" (Aitken, 1966). Seuls les faciès des premier et troisième types sont présents dans les unités sous-jacentes au bassin de l'Ouest canadien. Les sédiments évaporitiques se sont généralement déposés sous forme d'interdigitations entre le faciès "endodétritique" et le faciès des "carbonates moyens". Comme le dépôt des roches carbonatées s'est effectué au même rythme que la lente élévation du niveau de la mer, et aussi parce que le faible relief du craton limitait l'influx clastique en provenance des marges, les zones de faciès sont restées relativement stables. Par contre, lors des rares occasions où de rapides fluctuations du niveau de la mer se sont produites, les zones de faciès ont subi de brusques décalages latéraux.

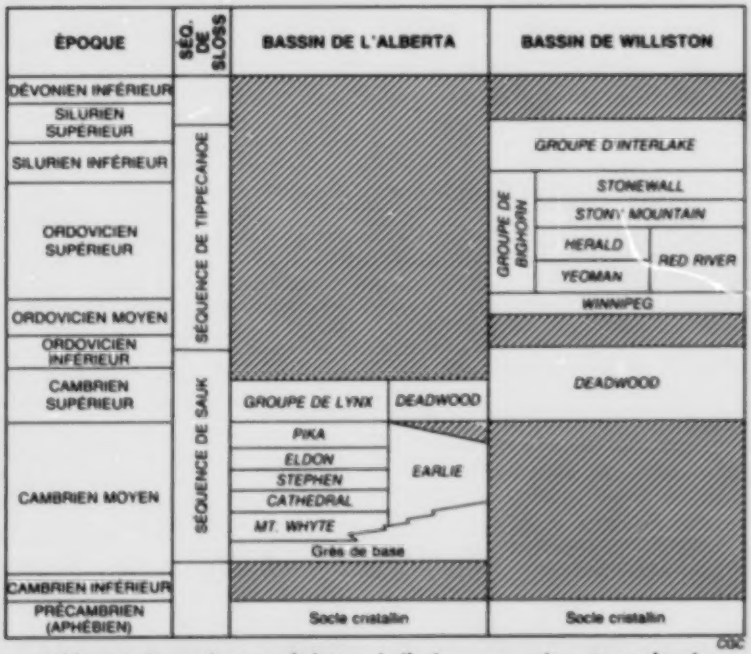


Tableau 1. Formations cambriennes à siluriennes sous-jacentes au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

À la suite de la période d'érosion qui a séparé les séquences de Sauk et Tippecanoe, de vastes soulèvements (fig. 12) se sont amorcés et ont commencé à délimiter le bassin de Williston comme entité propre. Du grès et du shale marin de

la base de la formation de Winnipeg, résultant des reliefs en soulèvement, attestent de la transgression marine, depuis le sud-est, dans le bassin de Williston. Le grès recouvre la majeure partie du bassin, et, entre sa bordure de sédimentation à l'ouest et sa bordure d'érosion à l'est, son épaisseur variable atteint 60 m au centre du bassin.

Les sédiments sus-jacents des groupes de Bighorn et Interlake sont essentiellement des roches carbonatées de plate-forme formées en eau peu profonde et en milieu de faible énergie (Kendall, 1976). Le dépôt s'est fait de façon généralement cyclique; les roches carbonatées infratidales ou les roches carbonatées argileuses formant la base de chacun des cycles. Ce faciès se transforme vers le haut en roches carbonatées infratidales de milieu peu profond et semi-confiné. Les cycles sont souvent coiffés de lits d'évaporites déposés, soit dans des environnements supratidaux, soit dans des bassins confinés peu profonds. La dolomie a subi une altération diagénétique à la fois de façon anticipée (synsédimentaire) et de façon tardive (après la compaction). La diagenèse est à l'origine de la porogenèse dans les mudstones et les wackestones calcaires autrement imperméables des groupes de Bighorn et d'Interlake. L'épaisseur conservée maximale des lits de roches carbonatées de l'Ordovicien-Silurien est de 500 m dans le sud-est de la Saskatchewan.

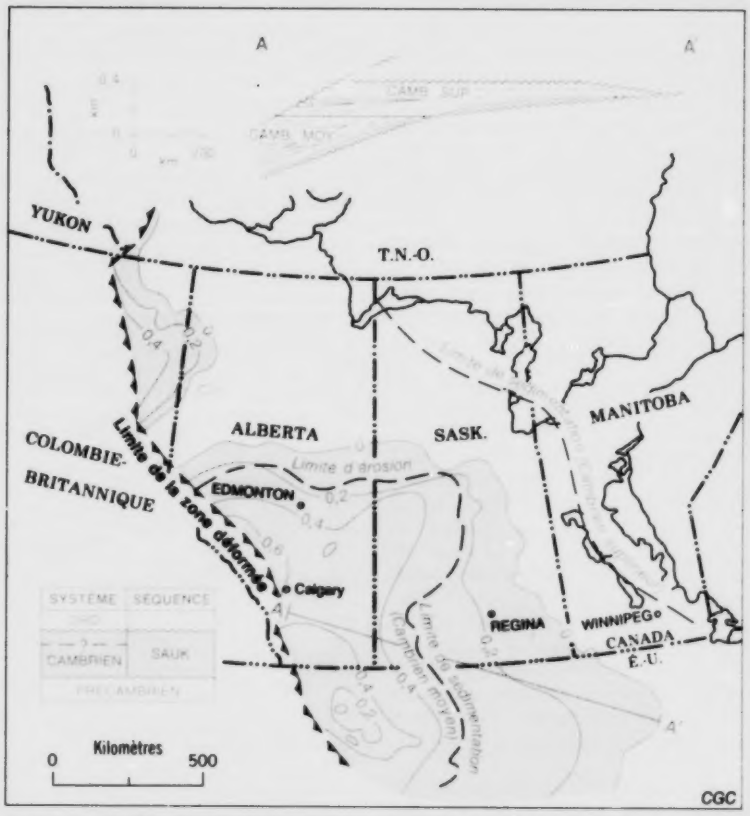


Figure 10. Répartition de la séquence de Sauk dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (d'après Porter *et al.*, 1982).

RÉPARTITION

La répartition actuelle des roches de la séquence de Sauk résulte de la combinaison de plusieurs épisodes d'érosion (fig. 10). À l'intérieur du bassin de l'Alberta, seuls de petits résidus préservés se trouvent au nord de l'arche de Peace River et la plus grande partie de la coupe de l'arche de l'ouest de l'Alberta est incomplète. Au sud et à l'est de ces arches, dans les unités sous-jacentes du sud de l'Alberta et de l'est de la Saskatchewan, les roches ont été biseautées perpendiculairement à leur direction de sédimentation, ce qui indique que le bassin de Williston ne s'est formé que plus tard (Porter *et al.*, 1982). La limite orientale des strates du Cambrien moyen est la seule limite de sédimentation dans cette séquence.

Les transgressions ordoviciennes du craton nord-américain ont été les plus étendues. Le dépôt des roches carbonatées ordoviciennes (et peut-être même siluriennes) s'est probablement produit dans la majeure partie de l'Ouest canadien, mais les roches carbonatées n'ont été conservées que dans les Rocheuses et le bassin de Williston. La stratigraphie est toutefois presque complète dans la partie centrale du bassin de Williston. La limite d'érosion nord-ouest de la subsurface est délimitée par l'escarpement de Meadow Lake, relief ressemblant à une cuesta qui s'est formé avant le dépôt des roches dévoniennes (fig. 11 et 12).

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Les quantités de pétrole découvertes dans les roches pré-dévoniennes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont relativement limitées. Les indices et les découvertes ont été surtout confinés à la formation de Red River du bassin de Williston. Néanmoins, de nombreux gisements ont été découverts dans ces roches ainsi que dans les roches plus anciennes situées dans la partie américaine du bassin où les efforts de prospection ont été beaucoup plus considérables. On peut supposer qu'un succès au moins modéré résulterait d'un effort de prospection comparable au Canada.

Les roches-réservoirs du Cambrien moyen du bassin de l'Alberta (tableau 1) comprennent : l'unité de grès de base et les grès de la formation de Mt. Whyte ainsi que les lits de roches carbonatées des formations de Cathedral, Eldon et Pika. Les roches carbonatées typiques sont des mudstones et des wackestones calcaires et imperméables. Ils nécessitent une altération diagénétique en dolomie afin de former une roche-réservoir. Cela s'est produit par le mouvement de fluides réactifs à partir de couches adjacentes de shales, aux transitions brusques entre les faciès de shale et de calcaire, vers le haut; le long de plans de faille et de fracture dans les zones structurales déformées ainsi que, vers le bas, à partir de surfaces de discordance sub-affleurantes. Des grès équivalents à ceux des formations de Cathedral, Eldon et Pika qui entourent la partie méridionale de l'arche de Peace River ainsi que les grès de la formation d'Earlie de la zone "endodétritique" constituent aussi d'éventuelles roches-réservoirs. Les réservoirs du Cambrien supérieur sont les carbonates du groupe de Lynx, qui sont couramment dolomitisés au-dessous de la discordance dévonienne du centre de l'Alberta, ainsi que les grès et les calcaires de la formation de Deadwood.

Les roches-réservoirs clastiques du bassin de Williston (tableau 1) comprennent les grès de la formation de Deadwood, du Cambrien supérieur, ainsi que les grès de Winnipeg, de l'Ordovicien moyen. Les formations de Red River (équivalent du Yeoman et du Herald) ainsi que de Stony Mountain et de Stonewall, des groupes de Bighorn et Interlake, renferment toutes des lits de roches carbonatées qui constituent d'éventuelles roches-réservoirs, pourvu qu'une certaine porosité se soit développée, soit au début, soit à la fin de la diagenèse des lits de mudstone calcaires possédant normalement une faible perméabilité et une granulométrie fine.

De la matière organique de type II a été identifiée dans les roches mères (Williams, 1974; Dow, 974; Osadetz et Snowdon, 1986) de la partie ordovicienne du bassin de Williston. Les roches mères les plus riches sont les shales d'Icebox appartenant à la formation de Winnipeg ainsi que les couches de kérogénite de la formation de Red River (Yeoman). Les roches mères nécessaires à l'établissement de l'importance des sites d'intérêt cambriens dans le bassin de l'Alberta n'ont pas encore été identifiées. Le modèle sédimentaire mis au point pour les roches cambriennes n'exclut pas la possibilité des roches mères, mais il ne la favorise pas non plus.

Bien que l'essentiel de la production pétrolière extraite des gisements prédévoniens dans la partie américaine du bassin de Williston provienne de pièges structuraux, comme ceux que l'on trouve le long de l'anticlinal de Nesson, il ne semble y avoir aucune structure analogue dans la partie canadienne du bassin. La plupart des pièges considérés au Canada sont de nature stratigraphique.

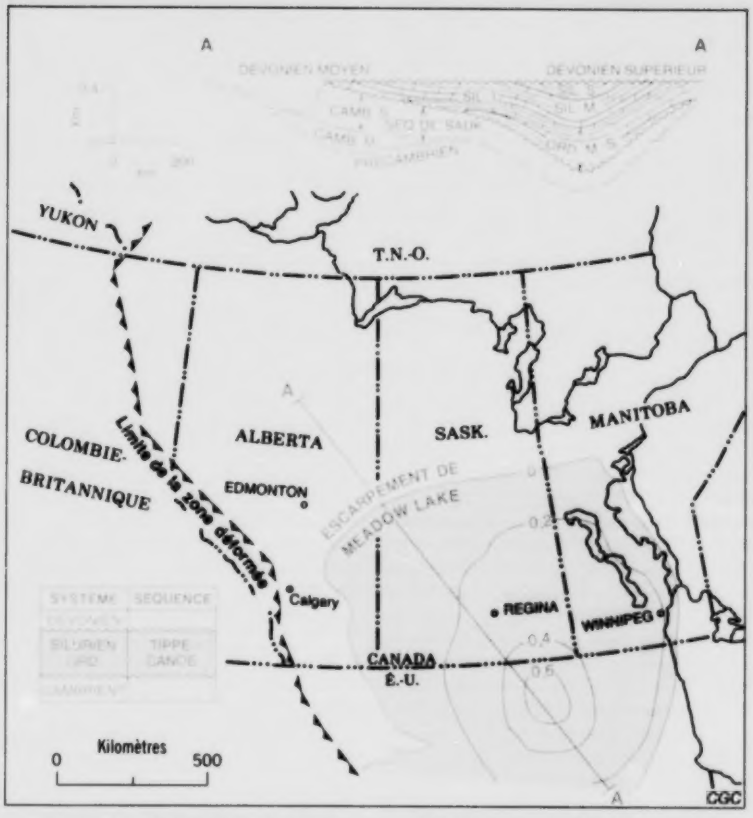


Figure 11. Répartition de la séquence de Tippecanoe dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (d'après Porter *et al.*, 1982).

ZONES PÉTROLIÈRES

Pour les besoins du rapport, dix-huit zones pétrolières ont été définies dans les roches pré-dévoniennes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Une seule de ces zones (Red River) a été confirmée par des découvertes et leur nombre est si faible qu'aucune analyse détaillée n'a été entreprise.

Zones pétrolières possibles

Deux classes de zones pétrolières possibles ont été analysées et chacune d'elles devrait se trouver à la fois dans le bassin de l'Alberta et le bassin de Williston. Des pièges stratigraphiques peuvent être présents, en raison des variations de faciès, dans les successions clastiques et carbonatées ainsi que sous les discordances régionales; des pièges structuraux peuvent se trouver au-dessus de certains soulèvements locaux, dans des plissements moulant la topographie du socle préexistant ou dans une porosité attribuable aux fractures ou à la dolomitisation associée à la formation de failles.

La **zone pétrolière discordante de Lynx** est liée à la dolomitisation associée à la discordance pré-dévonienne immédiatement susjacente. D'autres pièges stratigrapiques situés dans des réservoirs carbonatés devraient avoir été formés par suite des variations de faciès dans les formations de **Cathedral, Eldon, Pika** et **Lynx**, à la transformation amont-pendage du faciès des "carbonates moyens" en faciès "endodétritique", à l'intérieur du bassin de l'Alberta. Il n'existe que des indices et des développements de porosité mineurs à l'intérieur de ces cinq zones carbonatées stratigraphiques du bassin de l'Alberta.

Les pièges stratigraphiques résultant du rétrécissement en amont-pendage de réservoirs clastiques poreux se trouvent probablement dans la **formation d'Earlie** (et les grès équivalents de Cathedral, Eldon et Pika situés immédiatement au sud de l'arche de Peace River) et dans **l'unité de grès de base** omniprésente. D'autres pièges sont prévisibles aux endroits où des roches clastiques poreuses recouvrent la paléotopographie du socle cristallin.

Dans la partie canadienne du bassin de Williston, il est possible de rencontrer des pièges stratigraphiques dans les grès de **Deadwood** et **Winnipeg** ainsi que dans les roches carbonatées des groupes de **Bighorn** et d'**Interlake**. La barrière des zones pétrolières carbonatées semblerait être une occlusion de porosité en amont-pendage par des minéraux évaporitiques; dans les zones pétrolières clastiques, on peut s'attendre, en amont-pendage, à un changement au faciès des shales. Il a été constaté que les quatre zones renfermaient du pétrole mort.

Il existe aussi une zone pétrolière de discordance dans la formation de **Red River**, le

long de sa limite d'érosion nord-ouest qui suit l'escarpement de Meadow Lake et l'arche de Sweetgrass.

La **zone pétrolière structurale du Cambrien de l'Alberta** comprend la formation de pièges structuraux où les roches-réservoirs cambriennes clastiques et carbonatées sont, soit nappées au-dessus de la topographie préexistante, soit dans des structures postcambriennes de plus grande dimension. Du gaz inerte est produit à partir de l'unité de grès de base, le long de structures locales de l'arche de Sweetgrass, dans le sud de l'Alberta. Il n'existe aucune production d'hydrocarbures dans cette zone.

Des emplacements de pièges analogues sont envisagés dans les **zones pétrolières structurales** de **Deadwood** et **Winnipeg**, dans le bassin de Williston. Ces formations possèdent toutes deux une production mineure de pétrole aux États-Unis, et la structure de Deadwood produit du gaz inerte dans des structures locales du sud-est de la Saskatchewan.

Les **zones pétrolières structurales** de **Stony Mountain-Stonewall** et d'**Interlake** donnent lieu à une importante production dans la partie américaine du bassin de Williston, où la culmination structurale et la fin de la diagenèse jouent un rôle dans l'évolution des pièges. Il n'y a aucune production au Canada à partir de ces deux zones structurales carbonatées.

Zones pétrolières prouvées

La **zone pétrolière structurale de Red River** possède de petits gisements pétroliers à Lake Alma, Hummingbird, Beaubier, West Oungre et Tablelands, dans le sud-est de la Saskatchewan. La roche-réservoir est formée de roches carbonatées poreuses de plate-forme, tandis que la roche mère est probablement formée de couches de kérogénite autochtones. Les pièges sont créés par de petites structures locales. Le mouvement de solutions le long des plans de faille dans ces zones a probablement rehaussé les propriétés de la roche-réservoir. Cette zone renferme la plupart des réserves pétrolières pré-dévoniennes de la partie américaine du bassin de Williston.

LE DÉVONIEN

Pour les besoins du présent rapport, la séquence de Kaskaskia (Sloss, 1963) a été divisée en sections dévoniennes et mississipiennes sur la base de leur importance économique et de certaines différences dans la configuration des bassins, le mode de sédimentation et les mécanismes de piégeage des hydrocarbures. Le dépôt des sédiments du Dévonien inférieur, moyen et supérieur a été précédé ou accompagné, au Silurien supérieur ou au Dévonien inférieur, de mouvements épirogéniques qui ont produit un effet prononcé sur les configurations de sédimentation. L'évolution des arches de Tathlina, de Peace River et de l'ouest de l'Alberta, dans les parties nord et ouest du bassin, a causé de brusques variations locales de faciès, lesquelles se sont manifestées par la formation de plates-formes bordées de récifs, contrairement à l'environnement principalement non protégé appartenant aux séquences de Sauk et de Tippecanoe. Les arches Transcontinental, Central Montana et l'arche de Severn ont contrôlé les marges est et sud du bassin et limité la transgression dirigée vers le sud-est des mers dévoniennes (fig. 12). Aucune arche ne séparait les bassins de l'Alberta et de Williston pendant cette période. Périodiquement, un dépôt continu au-dessus des arches de Tathlina et Central Montana a relié le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien au bassin de Mackenzie et à la plate-forme de Wyoming. La marge occidentale du bassin se situe au-dessus d'une vaste zone de charnière où le craton relativement stable se transforme progressivement en miogéoclinal. La bordure orientale du bassin est la limite d'érosion des roches dévoniennes, qui s'est formée au cours de plusieurs épisodes d'érosion du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Cénozoïque. Le dépôt s'est produit sur des roches ordoviciennes et siluriennes érodées, dans le bassin de Williston, et sur des roches précambriennes et cambriennes érodées, dans le bassin de l'Alberta (fig. 12).

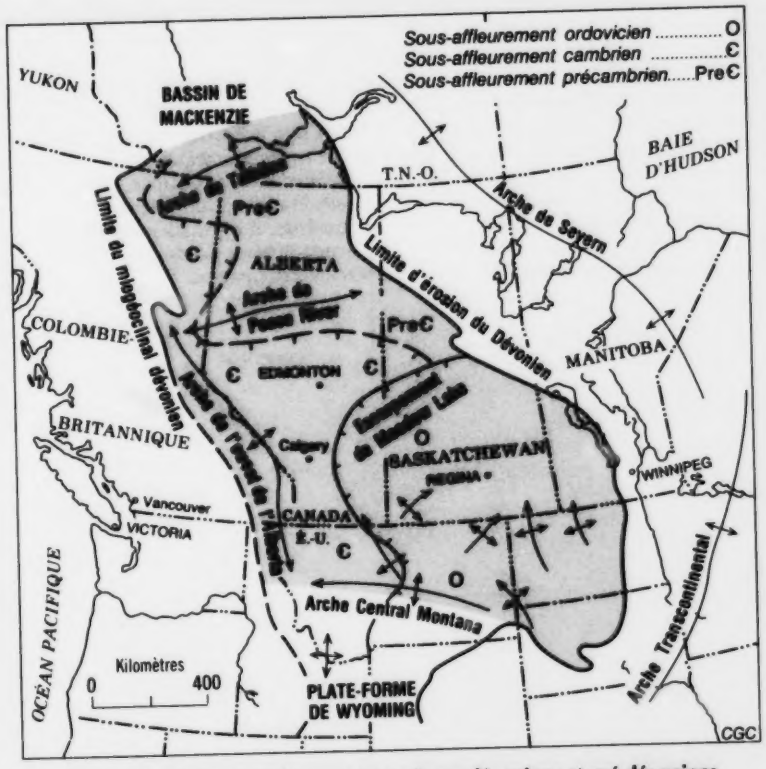


Figure 12. Principaux éléments tectoniques dévoniens et pré-dévoniens du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le bassin est défini à l'ouest par la limite du miogéoclinal, au nord par l'arche de Tathlina, à l'est par la limite d'érosion et au sud par l'arche Central Montana.

Cinq grands cycles transgressifs-régressifs dévoniens ont été identifiés par Moore (sous presse). Par ordre décroissant d'âge, ce sont les suivants : séquences de Delorme (Gédinnien-Siegénien), de Bear Rock (Emsien-Eifélien), de Hume-Dawson (Eifélien-Givétien), de Beaverhill-Saskatchewan (Givétien-Frasnien) et de Palliser (Famennien). Ces cycles correspondent respectivement et approximativement à la formation de Lotsberg; au reste du groupe d'Elk Point inférieur; au groupe d'Elk Point supérieur; aux groupes de Beaverhill Lake, Woodbend et Winterburn ainsi qu'à la formation de Wabamun du bassin de l'Alberta (tableau 2). La séquence de Beaverhill-Saskatchewan est divisée en deux sous-séquences, dans lesquelles l'architecture du bassin est différente, mais qui ne sont pas séparées par une discordance. Ces séquences sont d'un ordre inférieur aux séquences de Sloss mais elles représentent des événements qui ont déposé des unités présentant une concordance interne tout en étant séparées par des discordances mineures. Elles correspondent aux phénomènes de troisième ordre de Vail *et al.* (1977). L'étendue du dépôt, ou l'ampleur de l'élévation du niveau de la mer et de la subsidence du bassin, ou les deux à la fois, ont augmenté progressivement jusqu'à un maximum au cours du Frasnien, puis ont diminué au cours du Famennien.

MODE DE SÉDIMENTATION

L'Ouest canadien ayant été situé à des latitudes équatoriales pendant toute la durée du Dévonien, cette région était dominée par la sédimentation de carbonates et d'évaporites. Un modèle unique de sédimentation peut être appliqué aux cinq séquences en n'apportant que des modifications mineures. La figure 13 illustre les dépôts relativement épais des mers épicontinentales qui se trouvent entre de minces sédiments marins évaporitiques et clastiques, fluvio-deltaïques et d'eau peu profonde, adjacents au continent, d'une part, et des sédiments carbonatés et clastiques de mer profonde, du miogéoclinal ou de la plate-forme continentale ouverte à l'ouest du craton, d'autre part. La figure n'illustre pas les variations d'épaisseur qui se produisent à l'intérieur d'une séquence vers la ligne de rivage ou au-dessus des élévations locales. La répartition complexe des faciès de dépôt des mers épicontinentales, qui comprennent le dépôt simultané d'excellentes roches mères susceptibles de renfermer des hydrocarbures à proximité d'éventuelles roches-réservoirs, explique ce qui a créé les immenses ressources

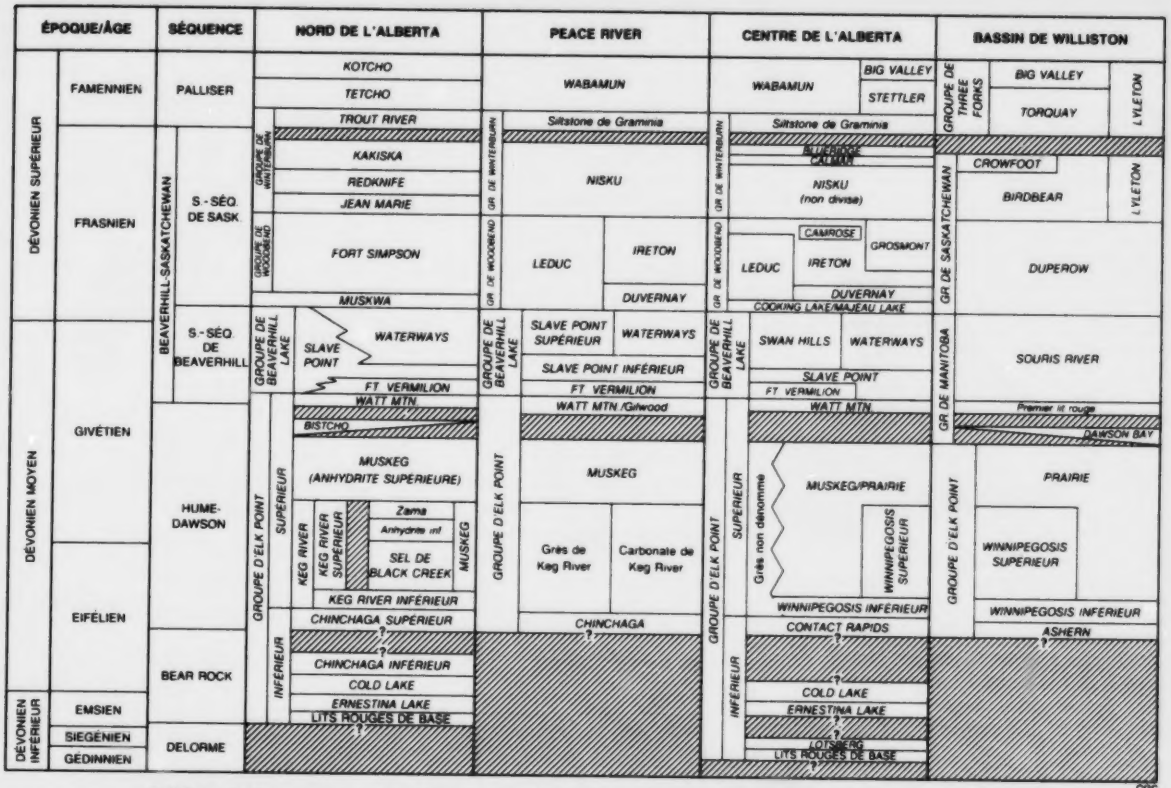


Tableau 2. Formations dévoniennes sous-jacentes au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

d'hydrocarbures du Dévonien de l'Ouest canadien.

La meilleure introduction à une interprétation des environnements de sédimentation tient dans la définition des termes employés dans le présent chapitre (fig. 13).

Une **phase transgressive** correspond aux dépôts produits pendant une élévation rapide du niveau de la mer durant laquelle la production de carbonates n'a pu être maintenue que dans certaines zones isolées de bassin et sur des plates-formes protégées par des barrières. Les sédiments de bassin équivalents sont plus minces que les unités de carbonates. Il faut ici signaler que dans le présent rapport, le terme **transgressif** est employé assez librement pour indiquer une sédimentation dans des conditions de profondeur croissante, sans égard à la direction de la migration des lignes de rivage qui, dans de nombreux cas, se trouvent à l'extérieur de la zone étudiée.

Les **lits régressifs** ont été formés par sédimentation pendant une lente montée du niveau de la mer, pendant une période calme ou pendant l'abaissement du niveau de la mer, lorsque la production de carbonates a formé des couches minces et étendues, équivalentes à d'épaisses unités de remplissage de bassin. Dans le présent rapport, le terme **régressif** est employé librement pour désigner la progradation de la plate-forme ou le dépôt dans des conditions de profondeur décroissante sans égard à la direction de migration des lignes de rivage qui, dans la plupart des cas, se trouvent à l'extérieur des zones étudiées.

Un **récif** est une unité massive de carbonates marins, formée par accumulation progressive de constituants squelettiques organiques et de leurs dérivés sédimentaires locaux, qui formait un relief sur le fond marin à l'époque de la sédimentation.

Unités de carbonates - roches-réservoirs

Un **récif-barrière** est une chaîne de récifs transgressifs qui séparait la sédimentation de roches clastiques et carbonatées d'eau profonde du côté de la mer de la sédimentation, du côté continental, de roches de plate-forme carbonatée, de roches évaporitiques et carbonatées de bassin intra-plate-forme et de roches clastiques et évaporitiques. La circulation marine ouverte était parfois restreinte à l'arrière des récifs-barrières.

Un **complexe récifal** est un récif transgressif de grande surface, comportant habituellement un milieu interne lagunaire et une répartition de faciès sédimentaires complexe, qui était entouré par des unités carbonatées clastiques ou évaporitiques d'eau plus profonde.

Un **pinacle corallien** est un récif transgressif, de moins d'un demi-kilomètre carré de superficie, d'une épaisseur supérieure à son diamètre et qui possède une répartition de faciès relativement simple. Il était entouré par des sédiments de bassin.

Un **récif isolé** possède moins de trois kilomètres carrés de superficie et est d'une épaisseur inférieure à son diamètre. Il présente habituellement des complications internes de faciès et a été entouré par des sédiments de bassin ou de lagune. Son diamètre augmente normalement vers le haut, pendant une phase régressive et diminue vers le haut, ou reste constant, pendant une croissance de phase transgressive.

Une **unité carbonatée de plateau** est un dépôt lité, mince et étendu, qui s'est formé au cours des premiers stades de la transgression marine et dans lequel des récifs transgressifs se sont enracinés. Des faciès de récif massif, associés aux complexes récifaux sus-jacents, se sont formés sur les marges du

côté de la mer et à l'intérieur. Il possède un mode de sédimentation qui passe vers le haut à des dépôts plus profonds, bien que des cycles moins profonds vers le haut soient courants vers les limites continentales de sédimentation. Un plateau recouvre habituellement une roche carbonatée de plate-forme régressive, de profondeur décroissante vers le haut et pouvant avoir contrôlé sa répartition, et est latéralement équivalent à de minces dépôts carbonatés et clastiques de bassin. On trouve souvent les unités de plate-forme et de plateau dans une même formation géologique en raison de ressemblances de lithologie et de répartition spatiale.

Une **unité carbonatée de plate-forme** renferme des sédiments carbonatés et évaporitiques lités, minces et cycliques, déposés en milieu marin peu profond lors d'une phase transgressive ou régressive. Les plates-formes sont composées de cycles locaux, moins profonds vers le haut et latéralement étendus, qui ont été dominés par des sédiments marins normaux de dépôt transgressif, ou des sédiments intertidaux-supratidaux de phase régressive. Ces sédiments s'interdigitent latéralement avec des unités évaporitiques et clastiques adjacentes à des zones continentales exposées et, du côté de la mer, avec des récifs marginaux de plate-forme ou des récifs-barrières, ou encore, avec des unités carbonatées et clastiques de remplissage de bassin.

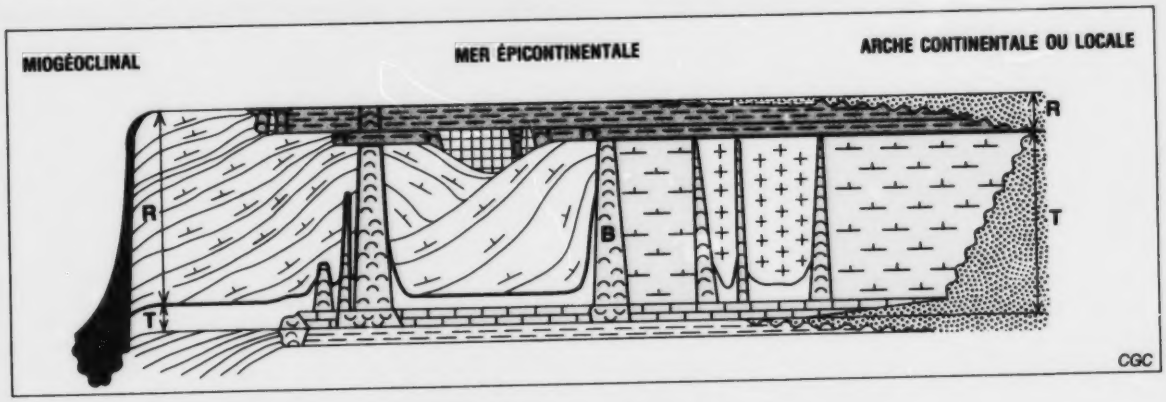
Les **récifs marginaux de plate-forme** sont formés lors de l'étendue maximale vers le bassin de plates-formes carbonatées régressives où les conditions marines de forte énergie et la topographie locale du fond marin ont stimulé la croissance d'éléments squelettiques organiques. Ils sont analogues aux récifs-barrières, mais ils sont beaucoup plus minces et ils ont constitué des barrières moins efficaces pour ce qui est de la circulation de l'eau. Leur répartition a été contrôlée par le relief du matériel de remplissage du bassin, déposé au début de l'épisode régressif.

Les **récifs intra-plates-formes** sont des récifs isolés régressifs qui sont entourés par des unités de roches carbonatées et évaporitiques de plate-forme. Le relief local antérieur à la formation de la plate-forme a probablement influé sur la localisation et la formation des récifs intra-plates-formes.

Unités de bassin - roches mères et roches-barrières

Les **unités carbonatées et clastiques de bassin formées en phase transgressive** sont généralement des lits de shale et de roches carbonatées aérobies et anaérobies interstratifiés, latéralement étendus et minces, qui renferment des couches de débris récifaux adjacentes à des récifs transgressifs. La configuration géométrique du bassin a été contrôlée par le relief antérieur à la séquence et les directions locales de courants de la mer épicontinentale. Les couches anaérobies de bassin ont formé des roches mères à bon potentiel.

Les **unités évaporitiques et carbonatées de**



UNITÉS LITHOLOGIQUES

Roches clastiques et évaporitiques

PHASE TRANSGRESSIVE

Roches carbonatées de plateau : type récifal, type de plate-forme

Récifs-barrières, récifs isolés et pinacles : complexes récifaux

Roches carbonatées de plate-forme

Dépôts carbonatés et clastiques de bassin

Dépôts évaporitiques de bassin

T . . . . . *Dépôts de phase transgressive*

Roches clastiques d'eau profonde

PHASE RÉGRESSIVE

Roches carbonatées de plate-forme

Récifs de bordure et d'intérieur de plate-forme, récifs isolés

Matériel carbonaté et clastique de remplissage de bassin

Matériel évaporitique de remplissage de bassin

B . . . . . *Système de barrière récifale*

R . . . . *Dépôts de phase régressive*

Figure 13. Modèle de sédimentation de plate-forme dévonienne bordée de récifs, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La coupe n'indique pas la topographie antérieure à la séquence ni les variations d'épaisseur des unités lithologiques individuelles. Les unités colorées renferment des roches-réservoirs carbonatées. Les ondulations indiquent les changements de faciès.

bassin formées en phase transgressive sont d'épaisses accumulations de carbonates évaporitiques, de sulfate, d'halite et, à l'occasion, de sels potassiques déposées dans un bassin intra-plate-forme derrière un complexe-barrière. La configuration géométrique du bassin a été contrôlée par le relief antérieur à la séquence.

Les **unités carbonatées et clastiques de remplissage de bassin formées en phase régressive** constituent des couches au-dessus de récifs transgressifs et ont été déposées sous forme de grands talus subaquatiques dans les zones de bassin. La répartition et la composition des couches ont été contrôlées par la proximité des plates-formes carbonatées et des sources de sédiments clastiques, de même que par le relief antérieur au remplissage du bassin. Le remplissage du bassin s'est généralement produit à partir du sud et de l'est vers le nord et l'ouest : les éléments les plus grossiers de la composante clastique ont tendance à augmenter vers le haut dans chacune des unités. Le matériel de remplissage de bassin s'interdigite latéralement avec les plates-formes carbonatées, mais il doit avoir reçu un apport de matériaux clastiques provenant de certaines parties de ces plates-formes.

Les **unités évaporitiques et carbonatées de remplissage de bassin formées en phase régressive** se sont formées dans des bassins isolés entourés de plates-formes carbonatées qui ont restreint la circulation marine et les apports de sédiments clastiques. La formation de ces bassins isolés résulte des configurations de remplissage de bassin intervenues antérieurement en phase régressive, et non du relief de la structure antérieure à la séquence. Les sédiments sont composés de carbonates, de sulfates et de sels évaporitiques, déposés en eau peu profonde ou profonde.

La figure 13 illustre, avec une exagération verticale considérable, le mode de sédimentation du Dévonien pendant un événement eustatique majeur d'élévation et d'abaissement du niveau de la mer. Les dépôts initiaux de la transgression étaient des roches carbonatées de plateau d'eau peu profonde formées sur des zones de haut-fond contrôlées par le relief pré-dévonien, le mouvement épirogénique dévonien ou le dépôt antérieur à la séquence, sur une plate-forme carbonatée. Les équivalents du plateau du côté continental étaient des lits de roches carbonatées, évaporitiques et clastiques d'eau peu profonde : les équivalents du côté de la mer étaient de minces shales calcaires et des mudstones calcaires argileux. En passant vers le haut à des sédiments plus profonds, les sédiments de plateau se transforment progressivement en récifs épais et en minces dépôts de bassin, dans les régions de bassin, et en récifs ainsi qu'en plates-formes carbonatées, du côté continental d'un système de récifs-barrières. Les régions de bassin ont reçu peu de sédiments puisque les profondeurs d'eau étaient trop grandes pour permettre une accumulation sédimentaire de carbonates et le système de plate-forme et de barrière a enrayé l'apport de sédiments clastiques. Les conditions étaient généralement anaérobies, permettant une bonne conservation de la matière organique. Les régions de plate-forme ont formé, soit des sédiments récifaux massifs, soit des cycles d'évaporites et de carbonates moins profonds vers le haut, suivant les vitesses de sédimentation, les trajectoires de circulation et les profondeurs d'eau. Les roches carbonatées de plate-forme se transforment progressivement en unités évaporitiques et clastiques du côté continental. À la fin de la phase transgressive, et pendant celle-ci, les bassins intra-plate-forme peu profonds ont été remplis d'évaporites puisque le système de récifs-barrières restreignait la circulation marine. Les évaporites ont recouvert les sédiments marins normaux de bassin, les plateaux carbonatés, les récifs isolés ainsi que les pinacles coralliens.

Des dépôts régressifs ont complété le remplissage du bassin dans chaque séquence sédimentaire. Ils sont représentés par d'épaisses séquences carbonatées et clastiques de remplissage de bassin, déposées sur des pentes subaquatiques, et de minces dépôts carbonatés et évaporitiques de plate-forme. Ces séquences sont en contact transgressif discordant avec le système de récifs-barrières et les roches de bassin régressives antérieures. Les dépôts clastiques et évaporitiques sont les équivalents du côté continental des plates-formes carbonatées. Les récifs à l'intérieur et en bordure des plates-formes sont associés aux roches carbonatées stratifiées. L'âge des roches de plate-forme et de remplissage de bassin décroît généralement vers le nord-ouest (direction de la régression) ou en s'éloignant des systèmes d'arches locaux. Aux endroits où le remplissage de bassin était complet et où une régression marine importante s'est produite, les séquences sédimentaires ont été érodées.

Le modèle sédimentaire illustré à la figure 13 sert de guide général quant à l'environnement de sédimentation et la configuration géométrique des roches mères, des roches-réservoirs et des roches-barrières du Dévonien, mais il n'est pas applicable à chacune des séquences dévoniennes de l'Ouest canadien. Les cinq raisons d'une modification possible du modèle dans l'une ou l'autre des séquences sont les suivantes :

1. La transgression n'était pas assez étendue pour permettre le dépôt de toute la gamme des faciès dans l'Ouest canadien (p. ex. on n'y trouve que des évaporites et des roches clastiques continentales ainsi que des faciès de plate-forme).

2. La sédimentation s'est produite dans des conditions de plate-forme non protégée plutôt que sur une plate-forme bordée de récifs, de telle sorte que les roches carbonatées de plate-forme s'interdigitent avec les roches carbonatées et les shales de bassin. Les plates-formes non protégées et les plates-formes bordées de récifs peuvent avoir existé dans différentes parties du bassin à l'intérieur d'une même séquence.

3. Une subsidence différentielle s'est produite pendant la sédimentation, de telle sorte qu'une même unité ou formation peuvent posséder à la fois des caractéristiques régressives et transgressives.

4. La sédimentation des carbonates a été freinée par de grandes quantités de détritus clastiques déversés dans le bassin. Par conséquent, les unités clastiques d'eau peu profonde se transforment parfois progressivement en évaporites ou en faciès d'eau profonde sans présenter de faciès intermédiaires de plate-forme carbonatée.

5. L'érosion entre les séquences a fait disparaître les sédiments de certaines zones. En outre, l'érosion post-dévonienne a supprimé une bonne partie des séries sédimentaires de l'Ouest canadien.

RÉPARTITION

Les séquences de Delorme et Bear Rock sont limitées aux parties nord-ouest du bassin, où elles sont formées de sédiments marins clastiques, évaporitiques et carbonatés formés en eau peu profonde sur les plaines et les roches carbonatées de plate-forme de la zone déformée du nord-est de la Colombie-Britannique. Les roches de ces séquences sont absentes de la plus grande partie des arches de Tathlina, de Peace River et de l'ouest de l'Alberta en raison de l'absence de sédimentation ou d'érosion dévonienne. Ces roches représentent les dépôts dévoniens initiaux dans un bassin à relief important qui a produit des sédiments clastiques grossiers freinant la production de carbonates. La formation de faciès marins étendus se produit au nord de l'arche de Tathlina.

La séquence de Hume-Dawson atteste d'une transgression accrue, relativement aux événements dévoniens antérieurs, comme le confirment les éléments suivants : une coupe plus épaisse caractérisée par une plus

grande superficie et une submersion des arches, une répartition limitée des faciès de roches clastiques et évaporitiques et une avancée majeure vers le sud-est, au-delà de l'escarpement de Meadow Lake.

Il existe deux stades de sédimentation des roches carbonatées : le plateau de Winnipegosis-Keg River inférieur-Hume ainsi que les plates-formes carbonatées et les récifs-barrières de Winnipegosis-Keg River supérieur. Le plateau s'étend jusqu'à la bordure miogéoclinale de la séquence de Delorme-Bear Rock, bien que la barrière de Keg River ait été accumulée au sud-est de cette marge. De petits bassins d'évaporites intra-plates-formes contrôlés par la tectonique dans le nord de l'Alberta et le grand bassin d'évaporites des Prairies, entre les plates-formes de Winnipegosis en Saskatchewan, renferment des récifs isolés et des pinacles coralliens.

La séquence de Beaverhill-Saskatchewan est divisée en deux sous-séquences à l'endroit où une deuxième grande transgression marine se produit sans régression majeure antérieure. Cette transgression a produit un déplacement latéral des faciès sans s'accompagner de l'érosion ou du dépôt d'un biseau clastique intercalé. La sous-séquence de Beaverhill renferme deux stades de production de carbonates. Le Slave Point a formé un complexe de récifs-barrières le long de la structure de la barrière de Keg River, au nord-ouest de roches carbonatées de plateau dans le nord de l'Alberta. Au sud de l'arche de Peace River, les roches carbonatées sus-jacentes de Swan Hills ont formé une plate-forme bordée de récifs formée sur l'arche de l'ouest de l'Alberta, mais elles ont été déposées dans un environnement de plate-forme non protégée à la limite entre la plate-forme et le bassin du sud-est de l'Alberta. Le bassin de Beaverhill Lake en Alberta était probablement relié à la mer à travers la barrière de Slave Point au nord et les points bas de l'arche de l'ouest de l'Alberta. Cela a permis la formation des grands complexes récifaux de Swan Hills et le remplissage du bassin par les roches clastiques et carbonatées plus récentes de Waterways. La submersion hâtive de la plate-forme de Slave Point, au nord de l'arche de Peace River, et l'abolition des conditions de haut-fond au sud-est, à l'endroit même où la plate-forme non protégée de Souris River s'est établie, indique une transgression accrue pendant l'époque de Beaverhill.

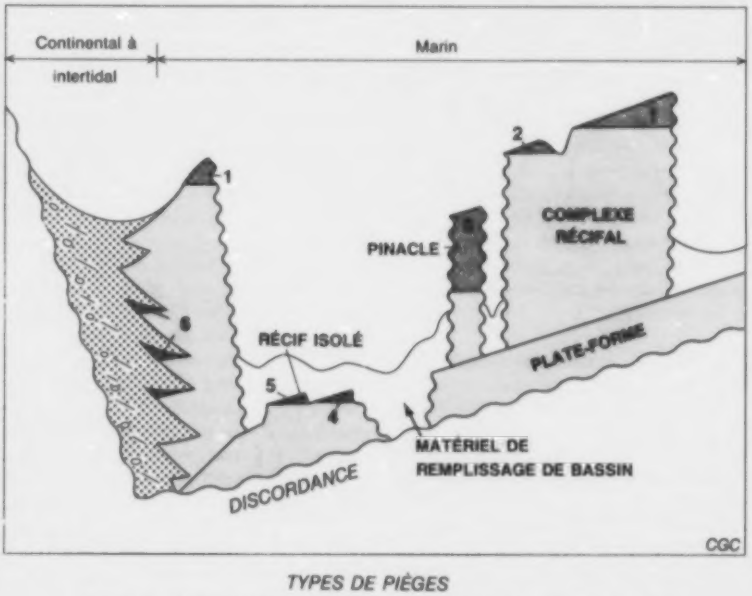
La transgression dévonienne la plus étendue s'est produite au Frasnien. Elle a résulté en un dépôt de roches (sous-séquence de Saskatchewan), lequel comprend le récif-barrière et les complexes récifaux de Leduc ainsi que des sédiments de plate-forme carbonatée de Duperow, déposés sur les carbonates de plateau de Cooking Lake et leurs équivalents. Des zones de hauts-fonds mineures, induites tectoniquement sur le plateau, ont contrôlé la croissance des récifs de Leduc tandis qu'une transgression rapide maintenait la localisation des récifs de Leduc dans ces zones précises. Pendant la sédimentation régressive, les shales et le calcaire d'Ireton et de Fort Simpson ont progressivement rempli le bassin d'est en ouest. Des plates-formes carbonatées appartenant aux formations de Birdbear, Grosmont, Camrose, Nisku inférieur et supérieur et Blueridge se sont formées sur les dépôts de remplissage de bassin. Il faut noter ici que ces sédiments ont été déposés dans des conditions de profondeur d'eau décroissante, même si à cette époque la transgression dévonienne poursuivait son invasion du craton.

La base de la séquence suivante de Palliser se compose d'unités clastiques et évaporitiques continentales et marines d'eau peu profonde, appartenant aux formations de Graminia et Sassenach, qui se transforment vers le haut en roches carbonatées de plate-forme de Wabamun et Palliser.

Les roches carbonatées se sont déposées dans des conditions de plate-forme non protégée pendant une subsidence relativement uniforme de tout le bassin. La seule zone de subsidence anormale est celle de l'arche de Peace River qui est affaissée à cette époque. Les roches carbonatées de plate-forme de Wabamun et Palliser passent latéralement à des unités clastiques et évaporitiques du bassin de Williston et à des roches clastiques et carbonatées du miogéoclinal du nord-est de la Colombie-Britannique.

OCCURRENCES DE PÉTROLE

Environ 90 % des réserves pétrolières dévoniennes de l'Ouest canadien (ou 45 % des réserves récupérables totales du bassin) se trouvent dans des complexes récifaux transgressifs, des récifs isolés et des pinacles coralliens des formations de Leduc, Swan Hills et Keg River, appartenant aux séquences de Beaverhill-Saskatchewan et Hume-Dawson. Ces récifs se sont formés dans des bassins clastiques et carbonatés formés en milieu marin ouvert ou des bassins évaporitiques formés à l'intérieur d'une plate-forme, si bien qu'ils sont entourés de sédiments de bassin qui possèdent des caractéristiques de compaction et des profils de vitesse fort différents. Cela rend l'identification sismique des récifs relativement simple, sauf dans le cas des vastes complexes de Swan Hills où



TYPES DE PIÈGES

1 *TERMINAISON AMONT-PENDAGE D'UN IMPORTANT COMPLEXE RÉCIFAL*
2 *CHENAL INTRA-RÉCIFAL*
3 *PINACLE*
4 *TERMINAISON AMONT-PENDAGE DE PLATE-FORME*
5 *RÉCIF ISOLÉ DE PLATE-FORME*
6 *LÉGER CHANGEMENT DE FACIÈS INTRA-RÉCIFAL*

Figure 14. Mode de piégeage, phases transgressives du Dévonien.

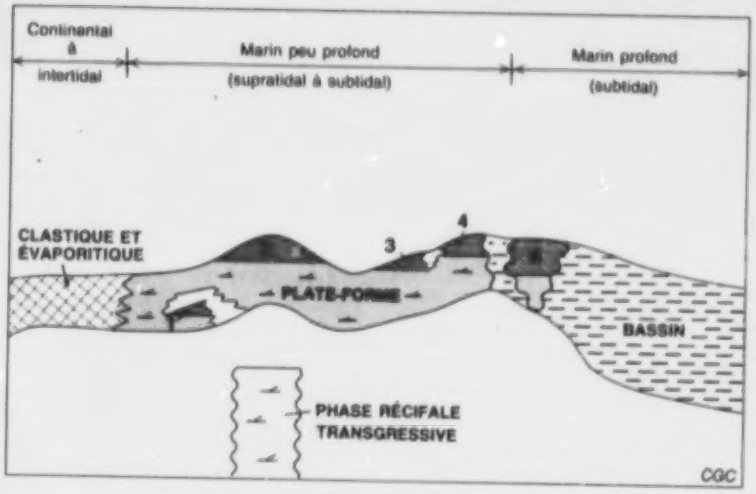
les contrastes de vitesse ne sont pas assez marqués. Ainsi, la plupart des réserves ont été identifiées peu après la découverte initiale à l'intérieur d'une zone pétrolière.

Si les récifs transgressifs renferment du pétrole, c'est qu'ils sont interstratifiés avec d'excellentes roches mères de bassin, qui leur sont aussi adjacentes, ce qui facilite la migration locale; les récifs sont aussi recouverts de roches-barrières de bassin formées en phase régressive. De manière générale, les roches carbonatées de plateau qui se trouvent sous les roches mères servent de conduits pour la migration du pétrole sur de longues distances jusqu'aux pièges récifaux (fig. 14).

La plupart des autres réserves se trouvent dans des roches clastiques entourant l'arche de Peace River ainsi que dans des pièges moulant les récifs de Leduc, dans la plate-forme de Nisku, tel qu'illustré sous forme de diagramme à la figure 15. La formation de Nisku possède habituellement des roches-réservoirs de bonne qualité au-dessus des récifs de Leduc et constitue une cible de prospection évidente lors du forage d'un élément sismique de Leduc. L'écoulement de pétrole en provenance du champ de Leduc aurait rempli les pièges de Nisku. Des quantités relativement faibles de pétrole ont été trouvées dans les gisements de la séquence régressive de Hume-Dawson ainsi que dans la formation de Wabamun, de la séquence de Palliser. Aucune occurrence de pétrole n'a été trouvée dans les séquences de Delorme et Bear Rock, ce qui s'explique probablement par le fait que la prospection y a été limitée et aussi par des facteurs géologiques comme la minceur de la coupe, la répartition limitée, le maigre potentiel en roches mères et la rareté des pièges.

L'exploration pétrolière qui s'est faite par le passé dans le Dévonien de l'Ouest canadien a porté essentiellement sur un très petit nombre parmi les types de pièges illustrés aux figures 14, 15 et 16. La terminaison amont-pendage des complexes récifaux (fig. 14) et les plissements moulants des plates-formes (fig. 15) ont été convenablement explorés le long des structures établies. Une découverte faite sur une nouvelle structure ou dans un bassin antérieurement improductif est encore possible dans ce type de zones pétrolières.

Les travaux actuels de prospection, qui font appel à des techniques perfectionnées d'acquisition et de traitement de données sismiques, permettent de trouver du pétrole dans des chenaux à l'intérieur de complexes récifaux, dans des pinacles coralliens (fig. 14), à la marge de plates-formes, dans des récifs isolés en bordure des plates-formes (fig. 15) ainsi que dans les zones pétrolières structurales ou rehaussées par la structure, comme l'arche de Peace River (fig. 16). Les autres types de pièges que l'on peut observer dans les figures 14 et 15 constituent d'éventuelles cibles de prospection.



TYPES DE PIÉGES

1 *CHANGEMENT DE FACIÈS LOCAL*
2 *PLISSEMENT MOULANT UN RÉCIF PLUS ANCIEN*
3 *CHENAL EN BORDURE DE PLATE-FORME*
4 *TERMINAISON AMONT-PENDAGE DE BORDURE DE PLATE-FORME*
5 *RÉCIF ISOLÉ INTRA-BASINAL*

Figure 15. Mode de piégeage, phases régressives du Dévonien.

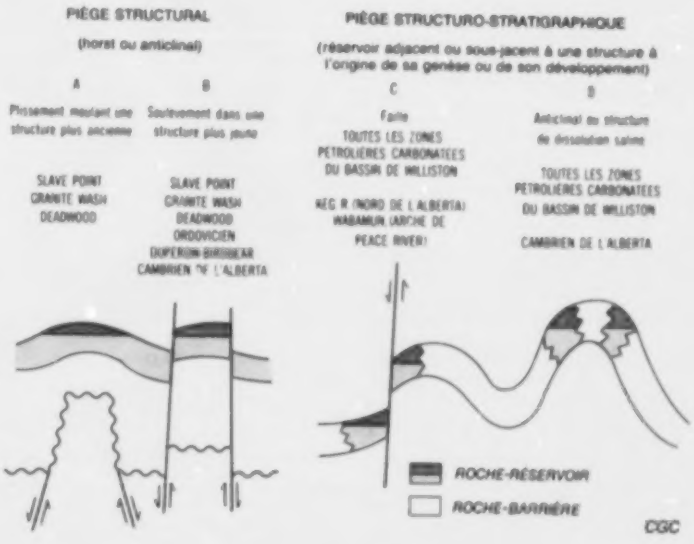


Figure 16. Pièges structuraux et structuro-stratigraphiques du Dévonien.

SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE

Il existe quatre secteurs de prospection pétrolière dans le Dévonien du bassin de l'Ouest canadien et ces secteurs sont définis par une géographie particulière, la source du pétrole et les trajectoires de migration, les mécanismes de piégeage ainsi que la stratigraphie des pièges (fig. 17). Les secteurs du nord de l'Alberta, de l'arche de Peace River et du centre de l'Alberta ont connu deux grands mouvements de prospection : le premier a suivi la découverte initiale dans chacune des régions tandis que le second s'est produit durant la période 1980-1985, lorsqu'il est devenu possible de profiter d'un grand nombre de baux avec droits sur le sous-sol et lorsque le pétrole dévonien a fait l'objet d'un intérêt accru comparativement aux autres cibles. Les roches dévoniennes de la partie canadienne du bassin de Williston, le quatrième secteur en superficie, n'ont reçu que peu d'attention récemment après les échecs enregistrés dans les premiers temps de la prospection.

Les limites d'exploration pétrolière à l'intérieur du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont déterminées à l'est par la bordure d'érosion du dévonien, produite par plusieurs événements paléozoïques, mésozoïques et cénozoïques, et à l'ouest par la ligne thermométamorphique dévonienne. Celle-ci est une limite géochimique au sud-ouest de laquelle le métamorphisme thermique des roches sédimentaires et des fluides qu'elles contiennent a empêché l'accumulation de pétrole. En aval de cette ligne, on trouve du gaz d'origine thermique et généralement corrosif (Bailey *et al.*, 1974).

Les limites nord et sud du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien sont respectivement les arches de Tathlina et Peace River, bien que la sédimentation ait été continue au-delà de ces entités pendant presque toute la durée du Dévonien. La frontière internationale entre le Canada et les États-Unis constitue la limite méridionale de cette évaluation.

Figure 17. Secteurs d'exploration pétrolière du Dévonien, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La zone est définie en aval-pendage, ou au sud-ouest, par la limite thermométamorphique approximative du Dévonien (Bailey *et al.*, 1974) et en amont-pendage, ou au nord-est, par la limite d'érosion du Dévonien.

LE SECTEUR DU NORD DE L'ALBERTA

Le secteur du nord de l'Alberta est défini par l'arche de Tathlina au nord, l'arche de Peace River au sud, la limite d'érosion dévonienne et la zone d'affleurements à l'est et la ligne thermométamorphique dévonienne à l'ouest (fig. 17). La prospection a surtout porté sur des pièges stratigraphiques situés dans les récifs de Keg River formés à l'intérieur de bassins évaporitiques situés à l'arrière de barrières et sur les plissements moulants dans les plates-formes carbonatées sus-jacentes formées en phase régressive. Ces bassins ont généralement une superficie inférieure à 20 cantons, mais ce sont d'importants producteurs pétroliers puisqu'ils renferment un grand nombre de petits récifs avoisinant d'excellentes roches mères. C'est donc pour cette raison que la prospection pétrolière a été concentrée dans les zones relativement petites et ponctuelles de ce secteur.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

La séquence de Delorme n'est pas présente dans ce secteur, probablement en raison, soit d'un dépôt très limité, soit de l'érosion qui a suivi la séquence. On trouve des roches carbonatées de plate-forme dans les Rocheuses du nord-est de la Colombie-Britannique et des unités continentales clastiques et évaporitiques occupent un sous-bassin dans le centre est de l'Alberta, le tout, limité par l'escarpement de Meadow Lake et l'arche de Peace river. Les premières roches dévoniennes présentes, appartenant à la séquence de Bear Rock, ont été déposées sur des strates précambriennes, cambriennes ou ordoviciennes érodées et elles comprennent, par ordre ascendant, des lits rouges, du calcaire et de l'anhydrite d'Ernestina Lake, du sel de Cold Lake et de l'anhydrite du Chinchaga inférieur. Ces unités représentent le faciès continental clastique et évaporitique déposé au sud-est des plates-formes normales de carbonates marins. Cette séquence est une mauvaise cible de prospection en raison de l'absence de découvertes (jusqu'à maintenant), de possibilités attestées de roches mères, d'unités de roches-réservoirs épaisses et étendues ou de bonnes configurations de pièges.

La première grande transgression marine a déposé la séquence de Hume-Dawson, laquelle était composée, par ordre ascendant, de sédiments clastiques et évaporitiques du Chinchaga supérieur, de roches carbonatées de plateau du Keg River inférieur, de roches carbonatées de plate-forme et de récifs du Keg River supérieur, d'évaporites et de roches carbonatées de Muskeg, appartenant à des plates-formes et des bassins, et de roches carbonatées de plate-forme de Bistcho (tableau 2). Les lits rouges et les évaporites du Chinchaga supérieur ont été déposés sur l'ensemble de la région pendant les premiers stades de transgression. Ces unités forment la base d'un cycle passant vers le haut à des dépôts plus profonds, formé de roches clastiques et d'évaporites grossièrement à finement grenues et suivi par la formation du plateau et des récifs de Keg River. Le Keg River inférieur est un dépôt carbonaté marin, normal et omniprésent, formé en milieu de faible énergie et déposé localement sur des hauts-fonds qui ont servi de base aux récifs du Keg River supérieur. L'élément sédimentaire le plus proéminent est le système de récifs-barrières de Keg River, lequel s'étend à partir de l'arche de Tathlina, sur le Grand lac des Esclaves, jusqu'à l'arche de Peace River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 18). Il sépare, d'une part, les roches clastiques et carbonatées de milieu marin ouvert, au nord-ouest, et d'autre part, une plate-forme de roches carbonatées et évaporitiques comprenant des bassins d'évaporites intra-plate-forme, au sud-est. La plate-forme carbonatée se transforme latéralement en un bassin peu profond, dominé par des évaporites, dans le centre de l'Alberta et en Saskatchewan, et en unités clastiques et évaporitiques, adjacentes à l'arche de Peace River. Des récifs isolés et des pinacles coralliens se sont formés à l'intérieur de petits bassins évaporitiques profonds à Rainbow, Zama et Shekilie, immédiatement derrière le système de récifs-barrières (fig. 18). Des laminites évaporitiques de Keg River, formées en eau profonde, des sels de Black Creek ainsi que de l'anhydrite et des carbonates de Muskeg constituent le remplissage renfermant les récifs à l'intérieur de ces bassins. Des évaporites et des roches carbonatées de plate-forme, formées en phase régressive et en eau peu profonde et appartenant aux formations de Muskeg et Bistcho ("Sulphur Point"), recouvrent toute la zone, sauf certaines parties du complexe de récifs-barrières.

La séquence de Beaverhill-Saskatchewan a été déposée après une période de régression marine et d'érosion partielle des roches de Hume-Dawson. Les dépôts clastiques initiaux de la formation de Watt Mountain ont été recouverts par le vaste complexe de plate-forme carbonatée et de récifs-barrières de Slave Point. La barrière de Slave Point se trouve à peu près dans la même position que la barrière sous-jacente de Keg River, mais la sédimentation de plate-forme a été différente du fait que les carbonates se sont étendus sur les bassins d'évaporites antérieurs. Les évaporites de Fort Vermilion, dans la partie sud-est du secteur, sont équivalentes à la partie inférieure des roches carbonatées de Slave Point. Les shales et les roches carbonatées de bassin de la formation de Waterways coiffent la plate-forme de Slave Point et marquent la fin de la sédimentation du groupe de Beaverhill Lake. Ces événements ont été suivis d'une transgression généralisée et du dépôt de shales et de roches carbonatées de Muskwa, appartenant à un bassin à faible remplissage sédimentaire. Les roches clastiques et carbonatées de la formation de Fort Simpson ont rempli le reste du bassin en se déposant sur des pentes subaquatiques dirigées vers le nord-ouest. Les unités clastiques et carbonatées du groupe de Winterburn couronnent la séquence en tant que derniers dépôts frasniens de la transgression dévonienne.

Le dernier dépôt dévonien est représenté par les roches clastiques de base de la formation de Trout River, auxquelles succèdent des shales et des roches carbonatées déposés sur des plates-formes non protégées appartenant aux formations de Kotcho et Tetcho, de la séquence de Palliser. Vers l'ouest, toutes les roches du Dévonien supérieur, et certaines roches du Dévonien moyen, se transforment latéralement en shales de bassin de Besa River.

Des événements épirogéniques mineurs ont influé sur l'accumulation d'hydrocarbures à l'intérieur du secteur du nord de l'Alberta. Le plus ancien est le soulèvement et la formation de failles pré-Kaskaskia qui a établi les systèmes d'arches de Tathlina et de Peace River ainsi que l'évolution du relief qui en a découlé. Cette topographie a contrôlé en partie la position du complexe barrière de Keg River. Le deuxième événement, survenu au Dévonien moyen, est une réactivation apparente le long des systèmes d'arches antérieurement définis et le long des prolongements de la faille d'East Arm du Bouclier canadien, sous les plaines. Ces mouvements ont probablement contrôlé l'orientation de la barrière et peuvent avoir amorcé la formation des bassins intra-plate-forme de Keg River. Le mouvement apparenté, qui s'est produit au Muskeg et au Bistcho, a accru la dissolution du sel de Black Creek. Un événement diagénétique à phases multiples, allant de la fin du Dévonien au Carbonifère, a conduit à la forma-

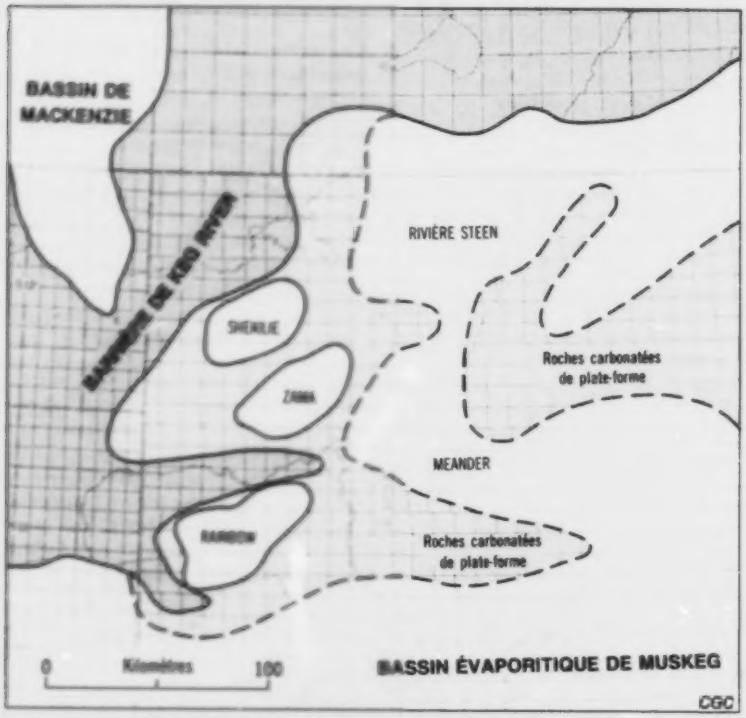


Figure 18. Zones pétrolières dévoniennes du nord de l'Alberta. Les zones pétrolières prouvées sont situées dans les bassins de Rainbow, Zama et Shekilie.

tion de la dolomie de "Presqu'île", d'évaporites secondaires ainsi que de sulfures hydrothermaux et de minéraux de gangue formés à basse température, présumément le long de réseaux de failles actives (Krebs et Macqueen, 1984). Des preuves permettent de croire qu'une certaine partie des hydrocarbures qui se trouvent dans les roches-réservoirs de Keg River a été produite pendant l'élévation du gradient géothermique qui existait à l'époque (Aulstead et Spencer, 1985), même si la plus grande partie des hydrocarbures aurait été générée au cours du Crétacé (Deroo *et al.*, 1977).

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Pratiquement toutes les réserves de pétrole du secteur du nord de l'Alberta se trouvent à l'intérieur des roches carbonatées de récifs et de plates-formes appartenant à la séquence de Hume-Dawson. Des pièges stratigraphiques situés dans les complexes récifaux de Keg River, ainsi que dans les pinacles coralliens et les récifs isolés des bassins d'évaporites de Rainbow, Zama et Shekilie, représentent la plus grande partie des réserves. Des plissements moulants situés dans les roches carbonatées de plate-forme appartenant aux formations de Muskeg (y compris le membre de Zama) et de Bistcho ("Sulphur Point"), qui sont habituellement en communication hydraulique avec les récifs sous-jacents de Keg River, renferment des quantités accessoires de pétrole.

On rencontre aussi des plissements moulants au-dessus des résidus de sel de Black Creek. Les carbonates de plateau de Slave Point qui appartiennent à la séquence suivante renferment généralement du gaz, bien qu'un gisement de Slave Point situé à Rainbow renferme du pétrole.

Les roches mères à potentiel pétrolier sont les roches carbonatées bitumineuses du Keg River inférieur, les roches carbonatées interrécifales bitumineuses ou les laminites de Muskeg (Schmidt *et al.*, 1985). La migration locale effectuée directement dans les récifs et le mouvement de plus grande envergure effectué à l'échelle du plateau de Keg River peuvent tous deux avoir enrichi les roches-réservoirs. La formation de failles peut aussi avoir joué un rôle dans la migration, particulièrement dans les unités de plate-forme sus-jacentes, aux endroits où elles sont séparées des récifs par des évaporites.

Les récifs de Keg River sont obturés latéralement et verticalement par des anhydrites ou des carbonates de Muskeg. Des faciès de roche-réservoir se sont formés dans certains lits de la formation de Muskeg, particulièrement dans le membre de Zama, dans les zones de hauts-fonds au-dessus des récifs. Ces pièges sont remplis d'hydrocarbures et sont obturés latéralement par des changements de faciès.

Les travaux passés et actuels de prospection ont été concentrés sur les récifs de Keg River identifiables par levés sismiques, lesquels doivent être différenciés des résidus de sel de Black Creek, des effets de dissolution de sel à phases multiples et des anomalies strictement structurales. Les futures cibles comprendront des pièges stratigraphiques dans les unités suivantes : les plates-formes carbonatées et le plateau de Slave Point au-dessus des zones de bassin, la plate-forme de Keg River entourant les bassins d'évaporites et les récifs à l'intérieur de bassins encore mal explorés, comme dans le cas du Meander. D'autres cibles seront trouvées dans des plissements moulants imprécis de type structural ou de dissolution de sel à phases multiples.

ZONES PÉTROLIÈRES

Un total de cinq zones prouvées (qui comportent des découvertes) de même que plusieurs zones possibles (dont l'existence repose sur les connaissances géologiques mais qui n'ont pas encore été explorées avec succès) ont été évaluées dans le Dévonien du secteur du nord de l'Alberta. Ces deux types de zones pétrolières sont décrits dans la section suivante, mais le traitement quantitatif des estimations est limité aux zones prouvées.

Zones pétrolières possibles

Dans l'avenir, plusieurs zones possibles pourraient se trouver au centre des travaux de prospection menés dans le secteur du nord de l'Alberta. L'évaluation de ces zones pétrolières est difficile avant de savoir s'il existe des roches mères locales propices ou si les trajectoires de migration nécessaires pour enrichir les roches-réservoirs à partir de sources plus éloignées étaient disponibles.

Les roches-réservoirs à potentiel pétrolier les plus anciennes se trouvent dans le **Chinchaga supérieur**, probablement sous forme de pièges structuraux et structuro-stratigraphiques, particulièrement au voisinage de l'arche de Tathlina.

La zone pétrolière possible de la **formation de Keg River** comprend notamment : des récifs isolés et des pinacles coralliens formés dans des bassins actuellement non productifs comme le Meander ou le Steen River (fig. 18); des récifs isolés, des chenaux ou d'imprécis changements de faciès formés à l'intérieur de la plate-forme carbonatée ou du complexe-barrière; des récifs marginaux de plate-forme entourant le profond bassin d'évaporites; une marge de barrière et les récifs isolés situés au nord de cette marge (fig. 18) ainsi que des structures postérieures au Keg River, à l'intérieur de la plate-forme ou de la barrière, pouvant être liées à l'arche de Tathlina, au prolongement vers l'ouest du réseau de failles d'East Arm ou à des caractéristiques attribuables à des impacts météoritiques.

Les zones pétrolières de **Zama, Muskeg** et **Bistcho** appartenant aux profonds bassins d'évaporites peuvent se retrouver dans des bassins analogues, comme le Meander, pourvu qu'il existe des pièges moulant les récifs de Keg River et les résidus de sel de Black Creek. Des structures postérieures au Bistcho peuvent former des pièges au-dessus de l'ensemble de la région.

La roche-réservoir de **Slave Point** est l'unité propice la plus récente de cette région. C'est généralement une roche gazifère, mais elle n'a pas été suffisamment explorée dans plusieurs secteurs. Les zones pétrolières comprennent ce qui suit : des pièges stratigraphiques intra-plate-forme à l'intérieur et autour des bassins de Rainbow, Zama et Shekilie; des pièges structuraux dans l'ensemble du secteur; une bordure de barrière et les récifs isolés associés situés à la limite nord de la plate-forme ainsi que des pièges récifaux à l'intérieur de la plate-forme dans la presque totalité du nord de l'Alberta.

Les roches carbonatées de plate-forme de **Jean-Marie** du Dévonien supérieur sont des roches-réservoirs gazifères de mauvaise qualité, situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Bien que leur perméabilité soit généralement faible, leur porosité et leur perméabilité peuvent avoir été accrues par suite de la sédimentation locale ou de changements de faciès d'origine diagénétique susceptibles de créer des pièges pétroliers.

Zones pétrolières prouvées

À ce jour, la prospection a porté surtout sur les récifs de Keg River, identifiables par levés sismiques, dans les profonds bassins d'évaporites situés à Rainbow, Zama et Shekilie. Les zones pétrolières visant ces récifs et les plates-formes carbonatées sus-jacentes de Zama, Muskeg et Bistcho comportent des découvertes et font l'objet de discussions individuelles.

Les plissements moulants de **Slave Point**, à l'intérieur des bassins de Rainbow, Zama et Shekilie, renferment généralement du gaz, sauf dans un gisement distinct, à Rainbow. La zone pétrolière a fait l'objet d'une exploration trop sommaire pour justifier une évaluation détaillée et elle est considérée comme une cible d'exploration pétrolière plutôt pauvre.

KEG RIVER

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de manière à englober tous les gisements et sites d'intérêt à l'intérieur de récifs isolés, de pinacles coralliens et de complexes récifaux, datant du Keg River et appartenant aux bassins de Rainbow, Zama et Shekilie, dans le nord-ouest de l'Alberta (fig. 18).

Géologie : Les récifs de la formation de Keg River se sont formés sur un dépôt carbonaté de plateau régional situé dans le Keg River inférieur et ils s'étendent généralement sur une superficie inférieure à une section. Ils se sont développés dans des bassins profonds, de petite dimension et entourés de plates-formes carbonatées. Les bassins ont fini par se remplir d'évaporites de Muskeg qui forment la roche-barrière (Barss *et al.*, 1970; Langton et Chin 1968). Du calcaire bitumineux foncé de plateau et des laminites de Muskeg sont les sources de pétrole les plus probables dans ces bassins petits mais riches.

La formation de Keg River supérieur comprend de 50 à 200 m de dolomie récifale qui présente une diagenèse complexe, des roches-réservoirs d'excellente qualité et des facteurs de récupération allant de 10 à 60 %. La plupart des récifs forment des gisements à puits unique, en raison de leur petite étendue, et possèdent des facteurs de récupération à l'extrémité inférieure de cette échelle.

Historique de l'exploration : L'une des plus grandes découvertes du bassin de l'Alberta a eu lieu en 1965 à Rainbow. Cette découverte a démontré que des récifs pouvaient se développer et que du pétrole pouvait être généré et piégé dans les bassins d'évaporites du nord de l'Alberta. Les premiers efforts intensifs d'exploration ont été suivis de travaux de forage relativement continus jusqu'à nos jours. Dans les années 80, une résurgence de travaux intenses a suscité plusieurs nouvelles découvertes.

La zone de Keg River renferme 340 x 10^6 m^3 PEP dans 439 gisements, dans les champs de Rainbow, Rainbow Sud, Sousa, Black, Fire, Tehze, Larne, Virgo, Zama, Shekilie et Amber. La taille des gisements oscille entre moins de 0,1 x 10^6, dans les petits pinacles coralliens de Shekilie, à 44 x 10^6 m^3 PEP, dans les complexes récifaux de Rainbow (tableau 3).

TABLEAU 3

ZONE PÉTROLIÈRE DE KEG RIVER

Intervalle de classe (10^6 m^3)	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
>4	Rainbow B	43,80	1965
	Rainbow F	31,80	1966
	Rainbow AA	15,90	1967
	Rainbow A	14,30	1965
	Rainbow South E	7,15	1966
	Rainbow South B	6,52	1966
	Rainbow O	6,21	1966
	Rainbow I	6,13	1966
	Rainbow South A	5,72	1965
	Rainbow South N	5,00	1978

0 à 4 gisements non découverts dans cette classe

- **Total des gisements prévus : 846**
- **Nombre de gisements découverts : 439**

TABLEAU 4

ANALYSE DU VOLUME DES GISEMENTS — ZONE PÉTROLIÈRE DE KEG RIVER

Intervalle de classe Volume en place (10^6 m^3)	Nombre de gisements	
	Découverts	Non découverts
<0,0 - 0,5	324	213 - 365
0,5 - 4	105	19 - 38
>4	10	0 - 4
	439	233 - 407

Valeur médiane des ressources non découvertes : 151 x 10^6 m^3

Potentiel de la zone : En raison du grand nombre de gisements, cette zone a été évaluée en faisant appel à la méthode du processus de découverte qui donne des résultats sous forme de classes de dimensions des gisements plutôt que sous forme de diagramme continu des dimensions de gisements. Ces résultats (tableau 4) montrent que dans la classe des gisements de dimension supérieure à 4 x 10^6 m^3 PEP, 10 gisements ont été découverts tandis qu'au plus 4 gisements sont estimés comme étant encore non découverts. La plus petite classe, par contre, comprend 324 gisements découverts et entre 213 et 365 gisements non découverts. L'intervalle de ressources non découvertes est estimé entre 50 et 265 x 10^6 m^3 PEP pour des probabilités respectivement forte et faible. La valeur moyenne du potentiel est estimée à 151 x 10^6 m^3 PEP réparti dans plus de 300 gisements.

MEMBRE DE ZAMA

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de manière à englober tous les gisements et sites d'intérêt dans les plissements moulants du membre de Zama où ils se sont développés au-dessus des récifs ou des résidus de sel de Keg River, à l'intérieur des bassins de Rainbow, Zama et Shekilie, dans le nord-ouest de l'Alberta (fig. 18).

Géologie : Le membre de Zama comprend des roches carbonatées de plate-forme partiellement confinées qui ont été déposées lors d'une incursion marine pendant la sédimentation surtout évaporitique de la formation de Muskeg. L'épaisseur varie entre 8 m à Shekilie et 50 m à Rainbow. Bien qu'omniprésent à l'intérieur des bassins, le membre de Zama est plus poreux au-dessus des récifs de Keg River, où des conditions de sédimentation en milieu de forte énergie et une diagenèse ultérieure ont produit un biostrome constitué de roches-réservoirs de bonne qualité (McCamis et Griffith, 1967). À Rainbow, ce faciès de biostrome, composé de grainstones et de mudstones dolomitiques, passe à la formation de Keg River, dont il devient difficilement distinguable. Il se trouve directement au-dessus de cette formation dans le bassin de Zama et, à Shekilie, il en est séparé par de l'anhydrite. Les pièges sont créés à la fois par un moulage des récifs et par un changement de faciès latéral de la roche-barrière, à l'intérieur du membre de Zama. L'anhydrite de Muskeg forme la barrière sommitale. Le pétrole a probablement migré à travers la formation de Keg River dans les roches-réservoirs de Zama puisque les unités sont couramment en contact direct ou en communication hydraulique.

Les roches-réservoirs possèdent généralement une porosité de 5 à 15 %, une bonne perméabilité, des saturations en eau de moins de 20 % et des facteurs de récupération oscillant entre 10 et 30 %. Les gisements mesurent en moyenne près d'un quart de section tandis que l'intervalle productif net varie entre 5 et 50 m.

Historique de l'exploration : Les travaux effectués à l'intérieur de cette zone pétrolière résultent de l'exploration, relativement continue depuis 1965, visant les récifs de Keg River à Rainbow, Rainbow Sud, Virgo, Tehze, Zama, Larne, Black, Amber et Shekilie (tableau 5). Il existe actuellement 71 gisements comportant des réserves totales de 23 x 10^6 m^3 PEP. Les gisements renferment généralement moins de 0,5 x 10^6 m^3. Le membre de Zama est habituellement considéré comme une cible d'exploration secondaire.

TABLEAU 5

ZONE PÉTROLIÈRE DE ZAMA

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Rainbow Muskeg F	3,18	1965
4	Rainbow Muskeg I	1,43	1967
6	Rainbow South Muskeg G	1,22	1978
10	Rainbow Muskeg K	1,06	1977
17	Rainbow Muskeg C	0,80	1967
20	Tehze Muskeg A	0,72	1967
21	Black Muskeg C	0,70	1967
24	Rainbow Muskeg A	0,64	1966
25	Rainbow South Muskeg H	0,63	1967
26	Zama Muskeg PP	0,59	1983

- **Total des découvertes : 71**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10**
- **Population totale de gisements : 160**

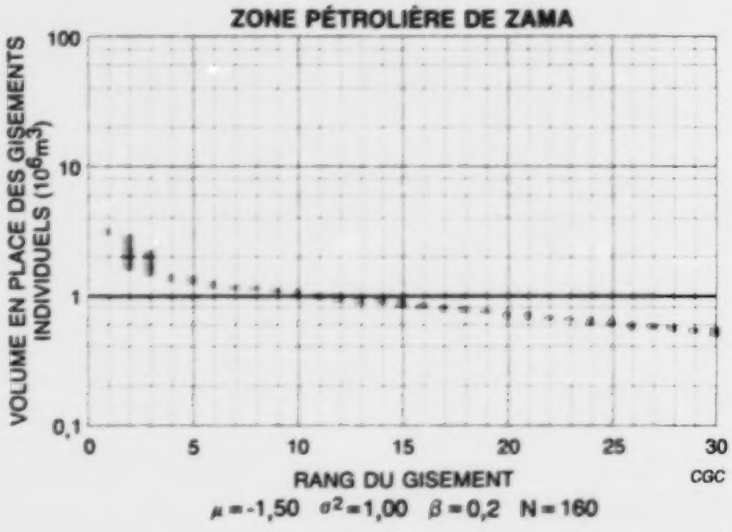


Figure 19

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 33 x 10^6 m^3 PEP. Cette estimation suppose une population totale de 160 gisements, dont 89 restent encore à découvrir. La pente relativement faible du diagramme des dimensions de gisements (fig. 19) indique que les ressources sont fortement dispersées. La zone a aussi fait l'objet d'une exploration relativement sommaire, puisque plus de la moitié des ressources restent encore à trouver, et que plusieurs des gisements les plus importants (notamment ceux des deuxième, troisième et cinquième rangs) se trouvent dans la catégorie des gisements non découverts. Plusieurs gisements dans l'intervalle de 0,5 à 1 x 10^6 m^3, seraient des cibles d'exploration très intéressantes. Ils peuvent être situés au-dessus des récifs de Keg River non découverts et dans des pièges stratigraphiques imprécis du membre de Zama.

MUSKEG

Définition de la zone: La zone pétrolière a été définie de manière à comprendre tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les minces lits de dolomie de la formation de Muskeg, formés à l'endroit où ils moulent des résidus de sel de Black Creek ou des récifs de Keg River, à l'intérieur des bassins de Rainbow, Zama et Shekilie, au nord-ouest de l'Alberta (fig. 18).

Géologie : La formation de Muskeg est une unité de remplissage de bassin constituée d'évaporites et de carbonates située dans le nord de l'Alberta. Elle forme normalement une roche-barrière entourant les récifs de Keg River. Certains lits de dolomie sont toutefois poreux et renferment du pétrole dans des pièges moulant des résidus sous-jacents du sel de Black Creek. Dans ces roches-réservoirs, la perméabilité est généralement bonne, la porosité se situe entre 5 et 10 %, la saturation en eau est inférieure à 20 %, l'étendue des gisements est inférieure à une section, l'intervalle productif net a moins de 20 m et les facteurs de récupération sont inférieurs à 20 %. Les interstratifications d'évaporites constituent les roches-barrières et peuvent aussi avoir été une source locale de pétrole.

Historique de l'exploration : Seuls quatre gisements renfermant des réserves de l'ordre 5 x 10^6 m^3 PEP ont été découverts à l'intérieur de la formation de Muskeg, dans le bassin de Rainbow (tableau 6). Il s'agit d'une zone pétrolière actuellement active, malgré la forte densité de forages de la région, parce que la formation de Muskeg était un objectif de forage secondaire ou tertiaire, si bien qu'elle pourrait ne pas avoir été correctement évaluée dans les puits plus profonds.

Potentiel de la zone : Le potentiel moyen de la zone pétrolière est de 32 x 10^6 m^3 PEP, dans les 38 gisements non découverts dont la plupart ont moins de 1 x 10^6 m^3 de dimension (fig. 20). La pente relativement faible du diagramme des dimensions de gisements indique que les ressources sont fortement dispersées dans cette zone. Il convient de signaler ici que la figure 20 diffère de la plupart des figures de volume estimé des gisements du fait qu'elle n'a pas été conditionnée pour faire correspondre les gisements découverts aux rangs spécifiques des gisements. L'incertitude associée aux données de cette zone écarte le processus de conditionnement.

TABLEAU 6

ZONE PÉTROLIÈRE DE MUSKEG

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
2	Rainbow O	2,82	1983
9	Tehze B	1,79	1968
28	Rainbow P	0,14	1965

- **Total des découvertes : 4**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 3**
- **Population totale de gisements : 42**

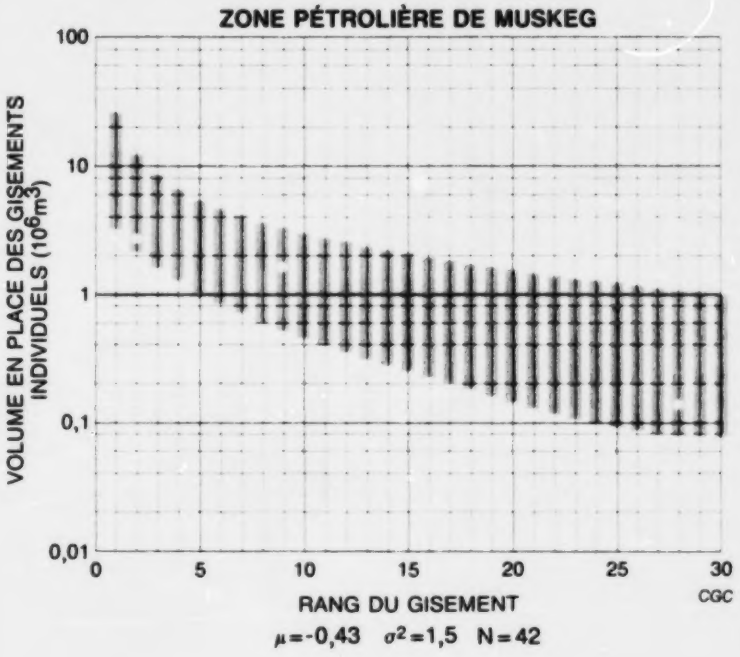


Figure 20

La zone a aussi fait l'objet d'une exploration relativement sommaire puisque plus de 80 % des ressources restent encore à trouver, et que plusieurs des gisements les plus importants (dans l'intervalle de 1 à 10 x 10^6 m^3 PEP) se situent dans la catégorie des gisements non découverts. À l'avenir, l'exploration pourrait porter davantage sur cette zone pétrolière, pourvu qu'ait lieu une découverte d'importance, comme celle du plus gros gisement non découvert de 6 x 10^6 m^3.

BISTCHO

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de manière à comprendre tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des plissements moulants appartenant à la plate-forme carbonatée de Bistcho ("Sulphur Point"), au-dessus des récifs de Keg River ou des résidus de sel de Black Creek, à l'intérieur des bassins de Rainbow, Zama et Shekilie, au nord-ouest de l'Alberta (fig. 18).

Géologie : Le membre de Bistcho comprend des roches carbonatées de plate-forme de 10 à 80 m d'épaisseur qui reposent en discordance sur des évaporites de Muskeg et qui sont recouvertes de façon discordante par les shales de Watt Mountain. Il comprend du calcaire, du wackestone et du mudstone dolomitiques, interstratifiés et partiellement confinés, à faible porosité (5 à 10 %) et à faible perméabilité. Les pièges se trouvent aux endroits où cette plate-forme moule les récifs de Keg River. Les roches-barrières comprennent les roches carbonatées imperméables de Bistcho et le shale de Watt Mountain. Le pétrole semble s'être accumulé dans la zone de Bistcho par migration verticale à partir des récifs de Keg River. Les gisements ont une superficie généralement inférieure à une section, leur intervalle productif net varie entre 2 et 25 m, tandis que leur facteur de récupération varie de 1 à 15 %.

Historique de l'exploration : La plupart des gisements de Bistcho ont été découverts par hasard, entre 1966 et 1976, pendant des travaux de prospection visant les récifs de Keg River. Actuellement, les réserves totales s'élèvent à 5,5 x 10^6 m^3 PEP, réparti dans 15 gisements dont la taille oscille entre 0,1 et 1,0 x 10^6 m^3 (tableau 7).

Potentiel de la zone : La valeur moyenne des ressources non découvertes de cette zone est estimée à 11 x 10^6 m^3 PEP et est répartie dans 55 gisements (fig. 21). La pente du diagramme des dimensions de gisements laisse supposer une distribution relativement large. Le grand nombre de gisements non découverts, y compris plusieurs parmi les 30 les plus importants, indique qu'il s'agit d'une zone ayant fait l'objet d'une exploration relativement sommaire. Les ressources non découvertes se trouveraient dans des pièges moulant des récifs de Keg River non découverts et des résidus de sel de Black Creek, de même que dans des pièges stratigraphiques imprécis, à l'intérieur même de la plate-forme de Bistcho.

TABLEAU 7

ZONE PÉTROLIÈRE DE BISTCHO

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
3	Zama F	0,95	1967
4	Rainbow F	0,86	1970
6	Tehze A	0,60	1967
12	Rainbow C	0,40	1965
13	Rainbow B	0,38	1965
14	Zama B	0,35	1967
15	Sousa A	0,32	1968
16	Zama D	0,32	1967
17	Rainbow I	0,29	1975
20	Zama C	0,25	1967
21	Virgo A	0,25	1969
25	Zama A	0,20	1967

- **Total des découvertes : 15**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 12**
- **Population totale de gisements : 70**

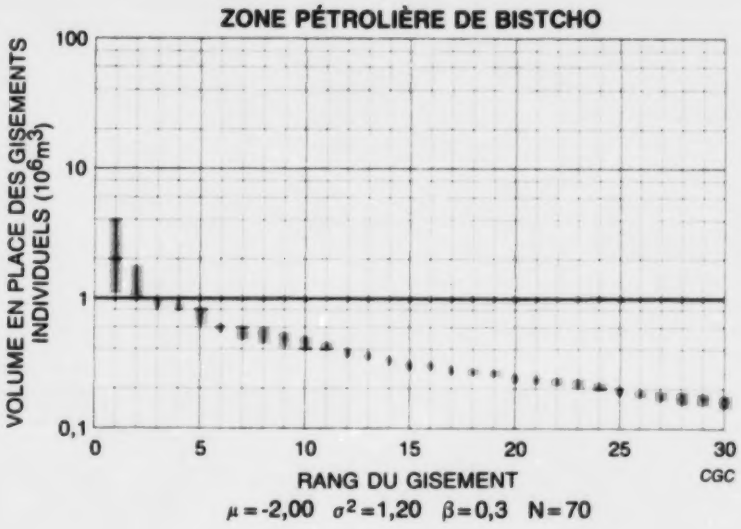


Figure 21

SECTEUR DE L'ARCHE DE PEACE RIVER

Le secteur comprend le système de l'arche de Peace River, entre la limite thermométamorphique du Dévonien et la limite d'érosion (fig. 17). Il s'agit de la région d'exploration la plus complexe en raison de la variété de type et d'âge des pièges et parce qu'elle est caractérisée par la présence de pièges structuraux et structuro-stratigraphiques dans les roches clastiques de base formées en phase transgressive et dans les roches carbonatées récifales sus-jacentes.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

L'arche de Peace River, le principal élément tectonique du secteur, a probablement pris naissance sous forme de zone de faiblesse pendant le Précambrien. La stratigraphie de la fin du Précambrien et du début du Paléozoïque, si elle s'est formée, a été supprimée par le soulèvement prononcé antérieur à la séquence Kaskaskia, accompagné d'une régression marine au cours de laquelle l'arche a été érodée jusqu'au socle cristallin du Précambrien. Des données stratigraphiques fragmentaires provenant des zones voisines laissent croire à l'existence de l'arche en tant qu'élément positif dès le Cambrien moyen (Pugh, 1973). Le morcellement par failles a produit une série de horsts et de grabens d'orientation à la fois parallèle (SW-NE) et perpendiculaire (NW-SE) à l'axe de l'arche. La formation de failles dévoniennes s'est produite, mais elle est restée relativement mineure. Pendant le Dévonien, la ligne de rivage s'est progressivement déplacée et une transition des faciès formés en eau plus profonde s'est produite avec le temps vers la crête de l'arche (fig. 22 et 23). La subsidence famennienne de l'arche (séquence de Palliser), relativement aux environs du bassin de l'Alberta, a résulté en une submersion presque complète de l'arche. Le fléchissement épirogénique et le morcellement par failles se sont poursuivis au Carbonifère, au Permien et au Mésozoïque, créant un golfe au-dessus de l'ancien système d'arche.

La sédimentation dévonienne a commencé avec les roches clastiques et évaporitiques des séquences de Delorme et Bear Rock formées en eau continentale et saumâtre sur la partie est, ou plus basse, de l'arche. Des unités de roches clastiques se trouvaient à la périphérie de la partie continentale et passaient vers le bassin à des évaporites. Pendant les phases régressives qui se sont produites entre les séquences, l'érosion a effacé par endroits les traces de ces unités.

Figure 22. Zones pétrolières clastiques du Dévonien moyen, secteur de l'arche de Peace River. Les vastes gisements de Gilwood, à Mitsue et Nipisi, sont compris dans la zone pétrolière de Gilwood-Mitsue. Le secteur d'exploration est défini par les limites de sédimentation externes (orientales) et internes (occidentales) des grès de Chinchaga, Keg River et Gilwood.

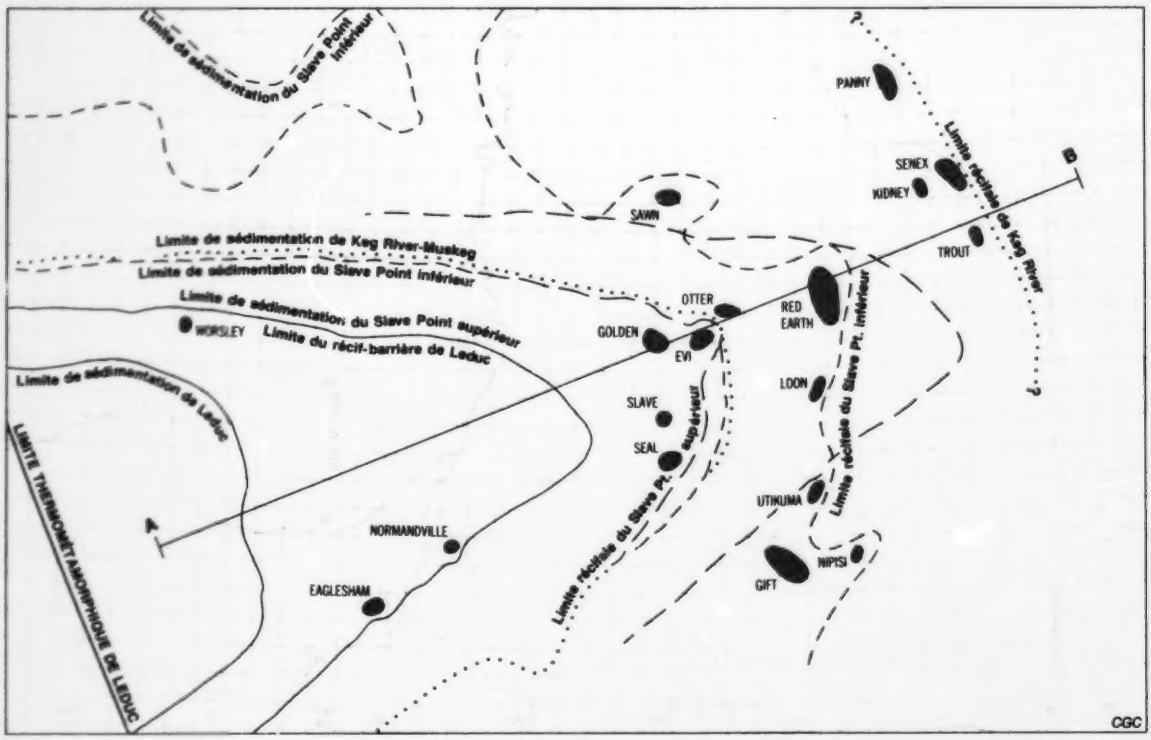
La première grande submersion de l'arche est enregistrée dans les grès et les shales de base du Chinchaga, sous-jacents à un plateau de roches carbonatées du Keg River inférieur, de la séquence de Hume-Dawson. Le plateau faisait partie des roches carbonatées relativement continues du Keg River inférieur au Winnipegosis inférieur qui ont été déposées sur la plus grande partie de l'Ouest canadien. De minces récifs isolés du Keg River supérieur se sont formés sur le plateau, au large du côté est de l'arche (fig. 23). Les roches carbonatées sont interstratifiées et interdigitées avec les roches clastiques adjacentes à l'arche. La séquence de Hume-Dawson s'est terminée avec la sédimentation des évaporites de Muskeg.

Une régression marine et une émsion mineure ont précédé la sédimentation de la séquence de Beaver Hill-Saskatchewan. Les premiers dépôts de roches clastiques, ceux de la formation de Watt Mountain, comprennent les grès de Gilwood, largement répandus et formés en milieu alluvial,

deltaïque et marin peu profond ainsi que les shales formés en milieu allant de saumâtre à marin.

Il s'agit des dépôts de base d'un cycle passant vers le haut à des dépôts plus profonds et ils font place à des roches carbonatées de Slave Point ou à des évaporites de Fort Vermilion, suivies de roches carbonatées et de shales de bassin de Waterways. Autour de l'arche de Peace River, des faciès de récif se sont développés à diverses hauteurs du niveau de la mer, à mesure que celle-ci s'élevait (fig. 23). Les deux hauteurs inférieures sont appelées "Slave Point" par l'industrie, bien que seule la hauteur la plus basse soit du même âge que la formation de Slave Point, répandue au Givétien. Pour distinguer les étapes géologiques entourant l'arche aux fins de la présente évaluation, on les a appelées Slave Point "inférieur" et "supérieur", mais il ne s'agit pas d'une désignation stricte. Les récifs ne forment pas de plates-formes à rebord récifal continu en raison du relief irrégulier du socle. Des roches carbonatées d'eau plus profonde se sont formées à l'arrière des récifs, du côté du bassin; du côté continental, les récifs se transforment graduellement en roches carbonatées lagunaires et en roches clastiques grossièrement grenues.

Le groupe de Woodbend sus-jacent montre des relations entre faciès analogues à celles du groupe de Beaverhill Lake. Des shales et des roches carbonatées d'Ireton



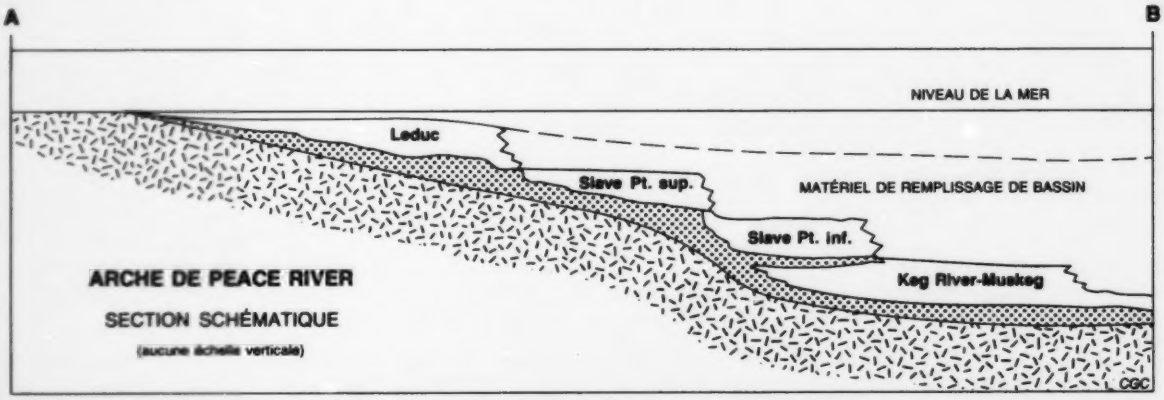


Figure 23. Zones pétrolières récifales transgressives du Dévonien, secteur de l'arche de Peace River. Les zones pétrolières de Keg River, Slave Point inférieur, Slave Point supérieur et Leduc sont comprises entre la limite externe de formation des récifs-barrières ou des récifs isolés et la limite interne de sédimentation.

ont été déposés à l'arrière d'un récif-barrière de l'âge de la formation de Leduc, situé à la périphérie de l'arche, du côté du bassin (fig. 23). Le récif est interstratifié avec des roches carbonatées lagunaires de plate-forme et des sédiments clastiques et passent progressivement à ceux-ci du côté continental. Le Nisku inférieur sus-jacent n'a pas engendré une vaste plate-forme carbonatée, mais il a maintenu des propriétés de bassin au voisinage de la plus grande partie de l'arche. Il comprend une plate-forme étroite au-dessus de certaines parties du complexe-barrière de Leduc. Le Nisku supérieur (Meekwap) ainsi que le Blueridge sont des plates-formes carbonatées comportant une forte proportion de roches clastiques qui s'interdigitent aussi avec les roches clastiques adjacentes à l'arche.

La formation de Wabamun a recouvert l'ensemble de l'arche et elle consiste en calcaire de plate-forme comportant de rares récifs isolés. Elle a été dolomitisée et fracturée le long des zones de failles dans la partie sud-ouest de l'arche. Elle s'amincit et passe progressivement à des roches clastiques dans les reliefs locaux, sur la crête de l'arche.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Le secteur ne renferme que 13 % des réserves de pétrole en place d'âge dévonien de l'Ouest canadien et la plus grande partie de ces réserves se trouve piégée stratigraphiquement dans des biseaux gréseux à Mitsue et Nipisi. À part ces gisements, ce secteur se caractérise par un grand nombre de petits gisements à l'intérieur de pièges structuraux et structuro-stratigraphiques, dans des roches-réservoirs gréseuses et carbonatées. Le nombre de découvertes récentes faites dans tous les horizons au cours des deux dernières années a été l'aspect le plus significatif des travaux d'exploration. L'augmentation du nombre de gisements et des réserves est directement liée à l'augmentation des travaux d'exploration au cours de cette période.

Un des éléments importants et caractéristiques de ce secteur tient au fait que presque tout le pétrole découvert est situé au sud et à l'est de l'arche. Seuls de petits indices de gaz ont été identifiés dans le secteur nord. On ignore encore s'il s'agit d'une répartition naturelle ou simplement du résultat des travaux d'exploration de la région. S'il s'agit d'un phénomène naturel, cela permettrait de croire que le pétrole provient du sud et qu'il a pu migrer en amont-pendage (nord-nord-est) pour s'avancer au-dessus de l'arche, mais non au travers, et qu'il pourrait bien ne pas exister de lit productif de pétrole mature dans le nord. Cette hypothèse est aussi appuyée par le fait que sur de grandes superficies, plusieurs formations semblent appartenir à un seul système hydraulique et que de nombreux types de pétrole possèdent des propriétés analogues. La section très perméable de roches clastiques de base peut avoir favorisé une migration sur de longues distances et contribué à équilibrer le potentiel des fluides de la région. La migration verticale a été facilitée par la présence de structures faillées. Les roches mères susceptibles de renfermer du pétrole sont les shales et les roches carbonatées des bassins de Duvernay et Lobstick ainsi que certaines parties de la section d'évaporites de Muskeg.

Les roches-réservoirs carbonatées comprennent les unités suivantes : les récifs isolés de Keg River, du Slave Point inférieur, du Slave Point supérieur (équivalent de Swan Hills) et de Wabamun, les récifs-barrières de Leduc, de même que de la dolomie de Wabamun, formée le long des zones de failles. Les récifs de Keg River, du Slave Point supérieur et de Leduc ont été dolomitisés. Les récifs du Slave Point inférieur sont constitués de calcaire ou de calcaire dolomitique. La roche dolomitisée forme généralement des roches-réservoirs de qualité supérieure possédant des facteurs de récupération plus élevés que ceux du calcaire. Les grès de Keg River, Granite Wash et Gilwood, de granulométrie fine à très grossière, possèdent habituellement une bonne porosité et une excellente perméabilité.

Si on fait exception des champs de Mitsu et Nipisi, les pièges qui ont été découverts sont tous liés à des structures faillées. Il existe probablement des pièges stratigraphiques plus petits dans les unités gréseuses et carbonatées, mais elles ne sont pas aussi intéressantes comme cibles d'exploration que les structures indentifiées par levés sismiques. Ainsi, un seul élément sismique peut contenir des horizons productifs dans de nombreux pièges, comprenant à la fois des roches-réservoirs carbonatées et clastiques, ce qui rehausse son intérêt économique. Le relief associé à la formation de failles prédévoniennes a permis de localiser la croissance de récifs au-dessus desquels un plissement moulant formé par compaction dans une couche plus récente peut avoir résulté en pièges superposés. De plus, la section clastique de base, si elle n'est pas présente au sommet d'un horst, peut avoir piégé le pétrole aux limites de sédimentation le long des flancs des structures. La formation de failles post-dévoniennes a créé des pièges structuraux simples et permis aux fluides de la dolomitisation de rehausser ou de créer une certaine porosité dans les roches carbonatées.

ZONES PÉTROLIÈRES

En tout, huit zones prouvées et une zone possible ont été examinées dans le Dévonien du secteur de l'arche de Peace River. Le traitement quantitatif est limité aux zones prouvées.

Zones pétrolières possibles

La seule zone possible identifiée se trouve dans la plate-forme de **Meekwap** qui entoure certaines parties de l'arche (fig. 31). Elle peut comporter du pétrole dans des pièges structuraux et dans des pièges de plates-formes et de récifs analogues à ceux des zones de Meekwap et West Pembina, dans le centre de l'Alberta. Il existe des roches-réservoirs et d'éventuelles roches mères dans la section, mais une structure est probablement requise pour créer un piège, puisqu'il n'y a aucune roche-barrière dans la direction de la crête de l'arche.

Zones pétrolières prouvées

Pratiquement tout le potentiel de cette région est évalué dans les huit zones prouvées. Les futurs travaux d'exploration s'effectueront le long des axes actuellement explorés et se concentreront sur des pièges structuraux imprécis. Si une découverte pétrolière importante est faite du côté nord de l'arche de Peace River, un immense secteur sous-exploré présentera alors un intérêt dans toutes les zones reliées à l'arche.

GILWOOD-MITSUE

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à inclure le pétrole à l'intérieur de pièges stratigraphiques dans les gisements de grès de Gilwood, à Mitsu et Nipisi, sur le flanc sud-est de l'arche de Peace River, dans le centre de l'Alberta (fig. 22).

Géologie : Le biseau clastique à fragments grossiers de Gilwood a été déposé autour de la partie continentale de l'arche de Peace River, en milieu continental à marin peu profond (Kramers et Lerbekmo, 1967). À la limite de sédimentation distale, son faciès se transforme en shale et en siltstone de Watt Mountain, lesquels obturent les pièges situés à Mitsue et Nipisi. Sur le flanc sud-est de l'arche, ce changement de faciès est aligné parallèlement à la direction régionale et se trouve en situation idéale pour former de grands gisements qui auraient recueilli tout le pétrole ayant migré du sud-ouest à

travers le biseau clastique très perméable.

La qualité des roches-réservoirs est bonne, les porosités moyennes oscillent entre 10 et 15 %, les saturations en eau se situent entre 30 et 40 % et les facteurs de récupération, y compris secondaire et tertiaire, se situent entre 40 et 65 %.

Historique de l'exploration : Il n'existe que trois gisements, découverts dans les années 60 à Mitsue et Nipisi. Les gisements "Gilwood A" de Mitsue et "Gilwood A" de Nipisi, dont les réserves se chiffrent respectivement à 123 et 115 x 10^6 m^3 PEP, sont parmi les plus grands gisements de pétrole de l'Ouest canadien.

Potentiel de la zone : On estime que la zone ne possède aucune ressource non découverte puisqu'elle comprend le petit corridor bien exploré qui se trouve immédiatement en aval-pendage de la limite gréseuse de Gilwood, englobant les champs de Nipisi et Mitsu et l'espace les séparant.

TABLEAU 8

ZONE PÉTROLIÈRE CLASTIQUE DU DÉVONIEN MOYEN

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Utikuma Lake Keg River A	17,00	1963
2	Red Earth Granite Wash A	14,40	1958
7	Red Earth Granite Wash E	4,00	1959
11	Utikuma Lake Keg River N	2,90	1976
12	Red Earth Granite Wash C	2,64	1956
13	Otter Granite Wash A	2,50	1982
14	Utikuma Lake Keg River U	2,35	1980
15	Nipisi Keg River E	2,05	1977
16	Red Earth Granite Wash D	1,99	1957
17	Nipisi Keg River A	1,97	1966
25	Ogston Keg River A	1,41	1975

- Total des découvertes : 106
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 11
- Population totale de gisements : 280

ROCHES CLASTIQUES DU DÉVONIEN MOYEN

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à englober tous les gisements et sites d'intérêt à l'intérieur de pièges structuraux et structuro-stratigraphiques dans les roches-réservoirs gréseuses du Dévonien moyen qui recouvrent les flancs de l'arche de Peace River, dans le centre nord de l'Alberta (fig. 22).

Géologie : Les roches-réservoirs gréseuses de Chinchaga, Keg River, Granite Wash et Gilwood font partie de biseaux de roches clastiques formées en milieu marin peu profond et entourant la partie continentale dévonienne de l'arche de Peace River. Elles passent latéralement et sont sous-jacentes à des roches-barrières constituées de shales, d'évaporites et de roches carbonatées formées en milieu marin peu profond (Jansa et Fischbush, 1974; Shawa, 1969). À mesure que l'ensemble de la séquence du Dévonien moyen s'amincit au-dessus de l'arche et que les unités identifiables de roches carbonatées et évaporitiques disparaissent, les roches clastiques prennent le nom de "Granite Wash". En s'éloignant de l'arche, l'épaisseur du grès diminue aussi jusqu'à une limite de sédimentation distale (fig. 22) où la plupart des hydrocarbures sont piégés. Les pièges sont contrôlés par des éléments de nature stratigraphique, à la limite amont-pendage (nord-est) de la sédimentation des grès; de nature structuro-stratigraphique, aux endroits où les structures locales antérieures au Dévonien moyen influent sur l'épaisseur des sables et les configurations sédimentaires et de nature structurale, aux endroits où des structures plus récentes concentrent le pétrole en gisements dans des couches de sable relativement continues.

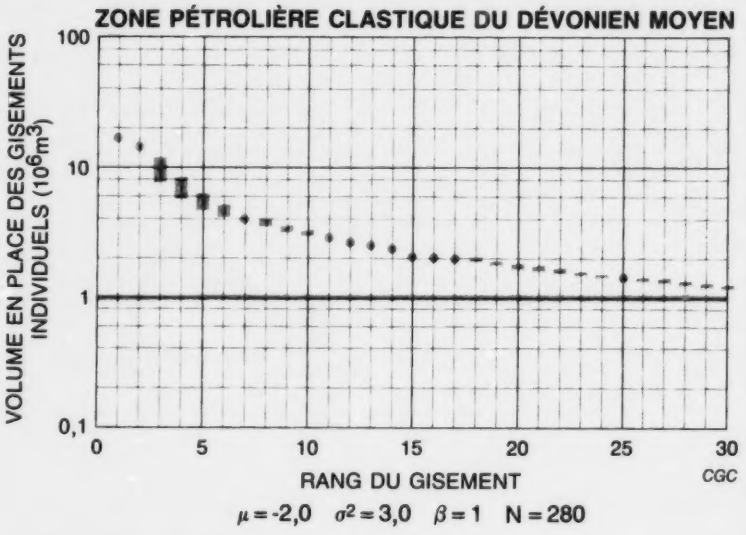


Figure 24

Les roches-réservoirs d'excellente qualité sont composées de grès feldspathique, finement à grossièrement grenu, partiellement conglomératique, dont la maturité décroît en direction de l'arche (Kramers et Lerbekmo, 1967; Rottenfusser et Oliver, 1977). La perméabilité est normalement excellente, la porosité oscille entre 10 et 30 %, tandis que les facteurs de récupération varient de 10 à 30 %. L'étendue des gisements varie de moins d'un quart de section dans les pièges structuraux à l'équivalent de cinq cantons à Mitsue.

Historique de l'exploration : La première découverte, qui date de 1954, consistait en un petit gisement structuro-stratigraphique à Gilwood, mais les découvertes d'importance comme celles d'Utikuma et de Red Earth se sont produites vers le milieu des années 60. Les plus récents travaux d'exploration qui ont fait appel à des techniques sismiques modernes ont permis de trouver plusieurs gisements situés sur de petites structures dans les zones productives prou-

vées. En tout, le pétrole découvert jusqu'en 1984 s'élève à 80 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 106 gisements. Les champs d'Utikuma et de Red Earth renferment les deux plus gros gisements dont les réserves se chiffrent à 17 et 15 x 10^6 m^3 PEP respectivement. Le reste des gisements oscille entre 0,05 et 3 x 10^6 m^3 PEP (tableau 8).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 81 x 10^6 m^3 PEP. Cette estimation suppose une population totale de 280 gisements dont 174 restent encore à découvrir. Le diagramme des dimensions de gisements (fig. 24) indique qu'un nombre important parmi les gisements les plus importants reste encore à découvrir. Certains de ceux-ci peuvent être situés dans les unités gréseuses relativement inexplorées situées au nord de l'arche, pourvu qu'on y trouve des roches mères adéquates.

TABLEAU 9

ZONE PÉTROLIÈRE DE KEG RIVER (SENEX)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
4	Panny D	2,60	1984
7	Trout A	1,68	1984
8	Senex A	1,57	1969
11	Panny C	1,22	1984
15	Kidney A	0,91	1985
24	Panny A	0,48	1983
26	Senex C	0,44	1985
30	Panny G	0,35	1985

- **Total des découvertes : 14**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 8**
- **Population totale de gisements : 50**

KEG RIVER (SENEX)

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à comprendre tous les gisements et sites d'intérêt à l'intérieur des récifs isolés de Keg River, situés sur des culminations structurales locales et régionales le long d'un arc de 50 km de largeur, sur le flanc est de l'arche de Peace River, dans le centre nord de l'Alberta (fig. 23).

Géologie : Il existe deux types de roches-réservoirs dans la région. Le gisement Senex A, qui se trouve à la limite est de l'arc, est constitué de mudstone carbonaté formé dans un milieu d'eau relativement profonde et de faible énergie et possédant une porosité et une perméabilité faibles de même qu'un facteur de récupération inférieur à 3 %. Les autres gisements sont à l'intérieur de roches-réservoirs de qualité supérieure possédant des facteurs de récupération qui vont de 15 à 50 %, en raison des faciès de sédimentation récifale et de l'accroissement tectono-diagénétique de la porosité et de la perméabilité. Les récifs sont généralement formés au-dessus de reliefs du socle précambrien, ultérieurement érodés et vraisemblablement formés par des failles antérieures au Keg River.

La source de pétrole est inconnue, mais les trajectoires de migration des fluides, qu'elles soient locales ou régionales, pourraient être extrêmement complexes en raison de la structure.

Historique de l'exploration : La découverte initiale attribuée à cette zone a été celle du gisement Senex A qui a eu lieu en 1969. La qualité généralement faible de la roche-réservoir a freiné toute autre exploration jusqu'à la découverte faite en 1983 à Panny, où les roches-réservoirs présentent des caractéristiques supérieures le long d'un axe de sédimentation de roches carbonatées formées en milieu de plus forte énergie. Les réserves totales découvertes à la fin de 1985 s'élèvent à 10 x 10^6 m^3 PEP, réparti en 14 gisements dont la plupart mesurent moins de 1 x 10^6 m^3 (tableau 9). Comme la plupart des gisements ont été découverts depuis 1983, cette zone a été réévaluée en faisant appel à des données datant tout juste de 1985.

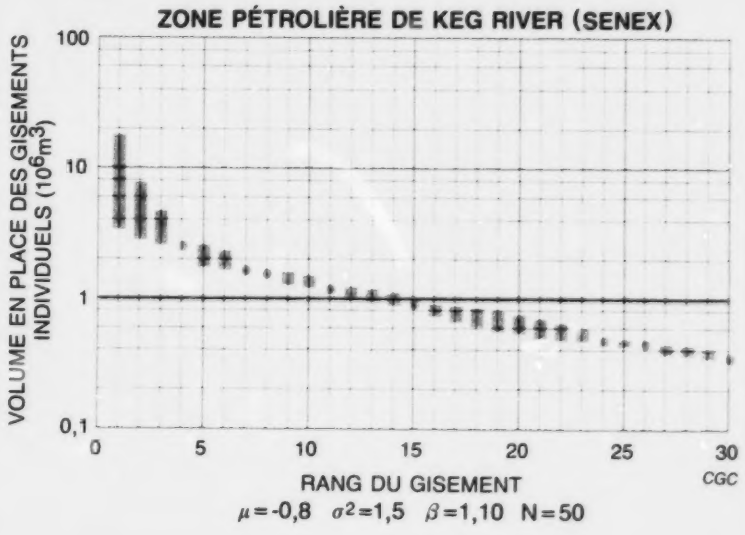


Figure 25

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 33 x 10^6 m^3 PEP. Cette estimation suppose une population totale de 50 gisements dont 36 restent encore à découvrir. L'analyse laisse croire que les trois gisements les plus importants restent encore à découvrir (fig. 25), le plus grand d'entre eux devant renfermer entre 4 et 18 x 10^6 m^3 PEP.

SLAVE POINT (SAWN)

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de manière à englober tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des pièges structuraux, stratigraphiques et composites, dans les récifs et les complexes récifaux du Slave Point inférieur, le long d'un arc autour de l'extrémité est de l'arche de Peace River, dans le centre nord de l'Alberta (fig. 23).

Géologie : Le Slave Point comprend plusieurs cycles sédimentaires mineurs qui renferment de petits récifs. Ceux-ci n'ont pas formé une barrière continue mais ont plutôt formé un arc en face de l'arche de Peace River, sur des reliefs isolés liés à des épisodes structuraux antérieurs au Dévonien moyen. Les récifs ont en moyenne 30 m d'épaisseur et se trouvent entre le plateau de Slave Point, dans la région du centre de l'Alberta, et de vastes roches carbonatées de plateau, dans le nord de l'Alberta.

Les hydrocarbures sont piégés dans des structures postérieures au Slave Point et dans des plissements moulants formés par compaction différentielle au-dessus de structures antérieures au Slave Point. Des croissances récifales localisées ajoutent une composante stratigraphique à certains pièges. Il peut exister des récifs sans contrôle structural, mais ils sont difficiles à identifier en tant que sites d'intérêt en raison de leur faible contraste sismique avec les roches de plate-forme non poreuses. Les barrières latérales et sommitales sont des roches carbonatées et des shales de Waterways. La source du pétrole est inconnue.

Les roches-réservoirs consistent généralement en wackestone calcaire, de faible porosité (5 à 10 %) et de faible perméabilité, possédant des facteurs de récupération variables (5 à 25 %). La superficie des gisements est extrêmement variable, oscillant entre moins d'un quart de section à 15 sections, à Red Earth.

Historique de l'exploration : Le plus gros gisement de Red Earth a été la première découverte de cette zone. Depuis sa découverte en 1958, des travaux d'exploration relativement continus ont permis de trouver 49 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 37 gisements à la fin de 1985 (tableau 10). Plusieurs découvertes récentes ont été faites au cours de l'intense effort d'exploration des années 80, en faisant appel aux techniques sismiques modernes pour repérer les structures. La plupart des nouveaux gisements renferment moins de 0,5 x 10^6 m^3 PEP, à l'exception du Gift A et du Sawn J.

TABLEAU 10

ZONE PÉTROLIÈRE DE SLAVE POINT (SAWN)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Red Earth A	8,22	1958
2	Gift A	8,00	1983
3	Red Earth E	6,79	1966
4	Sawn J	5,86	1984
5	Loon A	5,43	1966
6	Otter A	3,00	1981
7	Gift C	2,79	1980
9	Sawn A	1,95	1983
16	Red Earth I	1,06	1978
30	Gift E	0,47	1984

- **Total des découvertes : 37**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10**
- **Population totale de gisements : 80**

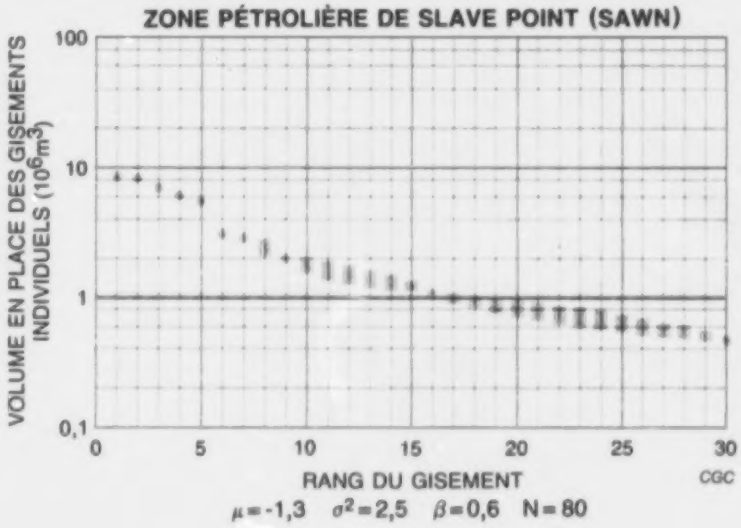


Figure 26

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 23 x 10^6 m^3 PEP. Cette estimation suppose une population totale de 80 gisements dont 43 restent à découvrir. Le diagramme des dimensions de gisements (fig. 26) indique que les ressources sont modérément dispersées. La zone a fait l'objet d'une exploration relativement intense, les deux tiers des ressources étant déjà découvertes. Le plus grand des gisements non découverts devrait renfermer 2 à 3 x 10^6 m^3 PEP. La partie nord de la zone pétrolière ne comporte aucune découverte, elle demeure relativement inexplorée et pourrait faire l'objet d'importants travaux d'exploration dans l'avenir.

SLAVE POINT (GOLDEN)

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à englober tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des pièges structuraux, stratigrahiques et composites, dans les récifs et les complexes récifaux du Slave Point supérieur, formés dans un arc étroit le long du flanc est de l'arche de Peace River, dans le centre nord de l'Alberta (fig. 23).

Géologie : Les récifs du Slave Point supérieur sont des complexes récifaux et des récifs isolés de 5 à 40 m d'épaisseur qui se sont formés au-dessus et autour de reliefs du socle précambrien, sur l'arche de Peace River (Dunham *et al.*, 1983). Les récifs ont une superficie oscillant entre moins d'un quart de section et sept sections. Ils se sont formés dans un niveau stratigraphique équivalent à celui de Swan Hills, dans la région centrale de l'Alberta, mais il est convenu de les appeler Slave Point dans le secteur de l'arche de Peace River. La formation de bassin de Waterways forme les roches-barrières latérales et verticales autour des récifs. La réactivation structurale postérieure au Slave Point devrait avoir influé sur la migration et le piégeage du pétrole. La roche mère et les trajectoires de migration sont inconnues à ce jour.

La paléotopographie de l'arche, influencée par la structure et à l'origine de la croissance récifale de Slave Point, a en même temps limité la sédimentation des évaporites sous-jacentes de Muskeg et de Fort Vermilion. La coupe du Slave Point supérieur est dolomitisée, probablement par suite de la remontée de fluides à partir de ces évaporites jusque dans les carbonates. La dolomitisation a accru la perméabilité et la porosité, ce qui a donné des facteurs de récupération élevés de 20 à 40 %.

Historique de l'exploration : La première grande découverte a eu lieu à Golden en 1970. La mise en valeur de la zone se poursuit au moyen de la sismique pour détecter les structures. Ces travaux ont donné lieu à certaines découvertes à Slave, Seal et Evi. En 1983, il existait douze gisements renfermant des réserves totales de 14 x 10^6 m^3 PEP (tableau 11).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 8 x 10^6 m^3 PEP. Cette estimation suppose une population totale de 40 gisements, dont 28 restent encore à découvrir. Le diagramme des dimensions de gisements (fig. 27) permet de croire que le deuxième gisement en importance de la zone reste encore à découvrir.

TABLEAU 11

ZONE PÉTROLIÈRE DE SLAVE POINT (GOLDEN)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Golden A	6,88	1970
3	Slave G	1,96	1980
4	Seal	1,40	1974
5	Evi B	1,21	1979
6	Evi A	0,88	1979
14	Evi C	0,28	1981
16	Evi D	0,22	1982
17	Evi L	0,19	1982
18	Evi J	0,18	1982
19	Evi I	0,15	1982
21	Evi F	0,12	1982
27	Evi E	0,07	1982

- **Total des découvertes : 12**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 12**
- **Population totale de gisements : 40**

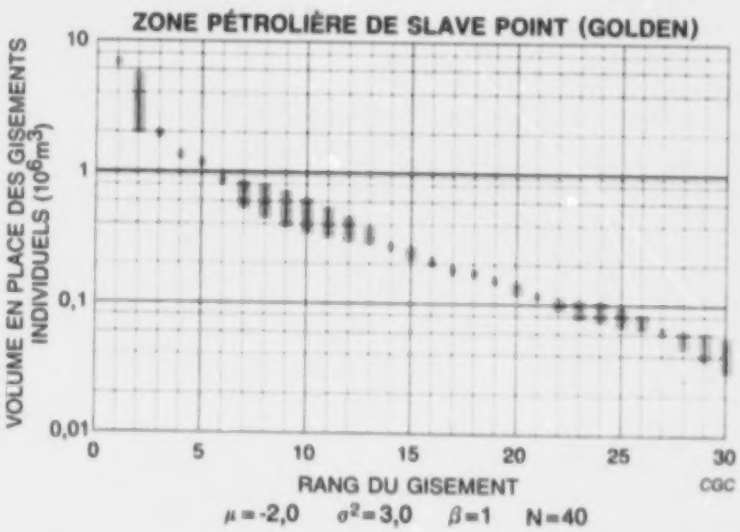


Figure 27

LEDUC (PEACE RIVER)

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à englober tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les récifs de Leduc qui entourent l'arche de Peace River, dans le nord-ouest de l'Alberta. La zone pétrolière comprend la région de l'arche située en amont-pendage de la ligne thermométamorphique de Leduc jusqu'à la limite de croissance des récifs frangeants de Leduc (fig. 23 et 30).

Géologie : Les roches-réservoirs sont constituées de dolomie intensément altérée qui présente une porosité intercristalline, vacuolaire ou de fracture sur le côté sud de l'arche. Les roches-réservoirs situées sur le flanc nord consistent en dolomies et en grès interstratifiés. Les récifs-barrières de 200 à 250 m d'épaisseur ont été construits sur un mince placage de roches clastiques au-dessus du socle précambrien. De manière générale, les gisements occupent une superficie d'une section ou moins et les zones productrices ont une épaisseur variant entre 5 et 30 m. La porosité oscille entre 3 et 10 %, la saturation en eau est inférieure à 30 % dans les roches carbonatées et elle atteint 60 % dans les grès, bien que la perméabilité soit généralement excellente. L'important écart entre les facteurs de récupération, qui varient entre 5 et 40 %, est dû en partie aux variations dans la taille des roches-réservoirs et la teneur en gaz.

Les roches-barrières sommitales et latérales sont constituées de calcaire argileux du groupe de Winterburn. Le pétrole provient probablement des sédiments de bassin de Woodbend et de Winterburn.

TABLEAU 12

ZONE PÉTROLIÈRE DE LEDUC (PEACE RIVER)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
2	Eaglesham	0,73	1959
3	Normandville B	0,56	1958
4	Normandville A	0,41	1949
7	Worsley F	0,19	1961

- **Total des découvertes : 4**
- **Découvertes dans les 10 gisements les plus importants : 4**
- **Population totale de gisements : 10**

Les pièges se trouvent généralement aux endroits où des failles post-dévoniennes ont placé des sédiments de bassin du groupe de Winterburn à côté et latéralement en amont-pendage des récifs de Leduc.

Historique de l'exploration : Seulement quatre gisements, renfermant des réserves totales de 1,9 x 10^6 m^3 PEP, ont été découverts le long de cet axe (tableau 12). Les gisements sont ceux de Normandville (1949, 1958), Eaglesham (1959) et Worsley F (1961), tous découverts pendant la période d'exploration qui a suivi la découverte du gisement de Leduc, en Alberta. Peu de travaux ont porté directement sur cette zone dans les années 80, malgré l'intérêt accordé à toutes les autres zones pétrolières dévoniennes.

Potentiel de la zone : Le potentiel moyen de la zone est de 2 x 10^6 m^3 PEP prévu dans six autres gisements, soit à peu près l'équivalent de ce qui a été découvert à ce jour. Le faible potentiel résulterait de l'absence présumée de roches-barrières propices dans les groupes de Woodbend et Winterburn, au-dessus de l'arche de Peace River. Le niveau de roches clastiques grossièrement grenues devrait servir de conduite pour la migration des fluides vers la crête de l'arche que même le réseau complexe de failles ne peut interrompre. Au cours des trente dernières années, les travaux de forage d'exploration n'ont pas dépassé un niveau modéré sur la périphérie de la barrière, sans succès autre que les trois champs susmentionnés.

WABAMUN (PEACE RIVER)

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à englober tous les gisements et sites d'intérêt qui se trouvent aux endroits où une certaine porosité s'est développée le long de zones faillées et fracturées de la plate-forme carbonatée de Wabamun, sur l'arche de Peace River, dans le nord-ouest de l'Alberta. La zone pétrolière appartient à la région structurale de l'arche de Peace River, bordée au sud-ouest par une occurrence de gaz dans des roches-réservoirs analogues et par la limite d'érosion de Banff au nord-est (fig. 32).

Géologie : Il existe deux types de roches-réservoirs dans cette zone. La principale est une dolomie fracturée, formée par le mouvement ascendant des fluides le long de zones faillées et fracturées, comme c'est le cas à Tangent. Le tout est obturé au sommet et latéralement par du calcaire imperméable de plate-forme appartenant au groupe de Wabamun qui n'a pas été influencé par ce phénomène de diagenèse. Les deuxièmes roches-réservoirs, qui ne sont productives qu'à Normandville, consistent en récifs isolés calcaires, fracturés et partiellement dolomitisés, qui se sont formés sur un paléorelief au-dessus d'un récif de Leduc. Les morcellements par failles post-Wabamun ont ajouté une composante structurale à ce piège. Les roches-barrières supérieures, inférieures et latérales sont du calcaire imperméable de plate-forme. Les hydrocarbures ont probablement migré verticalement dans les pièges à partir des récifs de Leduc en empruntant des réseaux de fractures. Le pétrole peut provenir des sections de bassin de Woodbend et de Winterburn, situées sur les flancs de l'arche, ou encore des shales d'Exshaw sus-jacents.

Un gisement unique à Simonette est compris dans cette zone, malgré qu'il soit géographiquement situé dans la région centrale de l'Alberta, puisqu'il possède de nombreuses caractéristiques des gisements situés sur l'arche de Peace River.

Les roches-réservoirs ont une superficie limitée, mais elles donnent tout de même des taux élevés de production initiale en raison de la perméabilité de fracture. La porosité est inférieure à 5 %, la saturation en eau est élevée pour des roches carbonatées (20 à 40 %) et les facteurs de récupération se situent généralement dans l'intervalle de 15 à 35 %. Tous les gisements se sont vu attribuer des superficies d'un quart de section, sauf celui de Normandville qui s'étend sur une section et demie.

Historique de l'exploration : Les premières découvertes faites à Normandville (1956) et Simonette (1963) sont dues entièrement au hasard et elles ont eu lieu pendant l'exploration des sites d'intérêt de Leduc. Les intenses travaux d'exploration qui se sont déroulés de 1979 à nos jours ont permis de découvrir les autres gisements de cette zone actuellement mise en valeur (tableau 13). À la fin de 1985, les réserves découvertes totales s'établissaient à 16 x 10^6 m^3 PEP, dans 29 gisements. Les gisements découverts ont tous une dimension analogue qui oscille entre 0,08 et 1,5 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 15 x 10^6 m^3 PEP. L'estimation suppose une population totale de 80 gisements dont 51 restent encore à découvrir. Le diagramme prévu des dimensions de gisements (fig. 28) révèle la dispersion des ressources et l'analyse laisse croire que les deux plus grands gisements de la zone restent encore à découvrir.

Compte tenu du grand nombre de gisements trouvés dans seulement une petite partie de la zone pétrolière, il est possible que le potentiel ait été sous-estimé. Une nouvelle découverte, faite à une certaine distance de la région de Tangent-Cindy-Normandville, pourrait déclencher une nouvelle vague d'activité susceptible de faire augmenter considérablement les réserves de la zone.

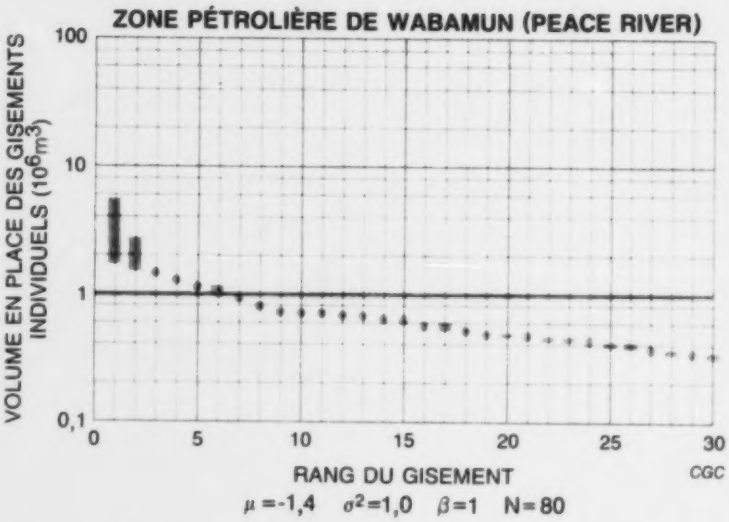


Figure 28

TABLEAU 13

ZONE PÉTROLIÈRE DE WABAMUN (PEACE RIVER)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
3	Simonette C	1,53	1963
4	Tangent E	1,35	1983
5	Tangent V	1,19	1985
7	Tangent A	0,97	1981
8	Normandville B	0,81	1984
9	Tangent P	0,75	1984
10	Tangent K	0,74	1984
11	Tangent U	0,70	1985
12	Tangent T	0,69	1985
13	Tangent M	0,67	1984
14	Tangent R	0,64	1984
15	Tangent H	0,64	1983
16	Tangent F	0,59	1983
18	Normandville A	0,53	1956
19	Eaglesham B	0,50	1981
21	Cindy A	0,48	1985
24	Tangent I	0,43	1983
27	Tangent G	0,38	1983
29	Tangent O	0,35	1984

- Total des découvertes : 29
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 19
- Population totale de gisements : 80

SECTEUR DU CENTRE DE L'ALBERTA

Dans ce secteur, la plupart des réserves pétrolières du Dévonien occupent des pièges stratigraphiques formés dans des récifs transgressifs des formations de Swan Hills et Leduc. Ce secteur est défini par la limite thermométamorphique et les limites d'érosion du Dévonien, l'arche de Peace River et le système de récifs-barrières de Leduc.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Les premières roches dévoniennes de ce secteur sont les séquences de Delorme et Bear Rock déposées au nord de l'escarpement de Meadow Lake (fig. 12). Ce sont des roches clastiques, évaporitiques et carbonatées d'origine continentale et marine d'eau peu profonde faisant partie des lits rouges de base (unité informelle) et des formations de Lotsberg, Ernestina Lake et Cold Lake (tableau 2).

Dans presque tout le secteur, on trouve des roches de la séquence de Hume-Dawson suivies d'unités de plus en plus récentes et étendues en raison de la submersion progressive des arches de l'ouest de l'Alberta et de Peace River. Le grès et le shale de base (Ashern, Contact Rapids, Assineau, Grizzly) passent vers le haut aux roches carbonatées de plateau de Winnipegosis et Keg River. La sédimentation des évaporites de Muskeg ou de Prairie a suivi l'évolution du plateau. Les évaporites de Muskeg sont interstratifiées avec des roches clastiques là où elles reposent directement sur des roches prédévoniennes, dans le centre ouest de l'Alberta (Grayston *et al.*, 1964). Une discordance d'érosion mineure sépare ces roches de la séquence de Beaverhill-Saskatchewan sus-jacente.

Les sédiments de la séquence de Beaverhill-Saskatchewan se sont déposés dans un bassin marin partiellement confiné entouré des roches carbonatées de plate-forme des formations de Souris River, Duperow et Grosmont et du complexe d'arches de l'ouest de l'Alberta et de Peace River. Du fait de la présence de chenaux dans l'ouest et d'une grande ouverture vers le nord, presque toute cette séquence s'est déposée dans des conditions marines normales. Les premiers dépôts étaient composés du shale de Watt Mountain et du grès de Gilwood déposés en milieu marin peu profond ou lacustre. Ces unités se transforment vers le haut en évaporites de Fort Vermilion, en roches carbonatées de plate-forme de Slave Point ou en shale et en roches carbonatées de remplissage de bassin de Waterways. La formation de Slave Point borde l'arche de l'ouest de l'Alberta au sud et s'étend sur presque toute la partie nord-ouest de ce secteur. Elle sert de base aux complexes récifaux de Swan Hills, du centre de l'Alberta (fig. 29). Les récifs de Swan Hills sont entourés de talus subaquatiques renfermant des roches carbonatées et des shales de remplissage de bassin de Waterways. Une mince couche de roches carbonatées régressives de Cooking Lake recouvre le cycle de dépôt du groupe de Beaverhill Lake.

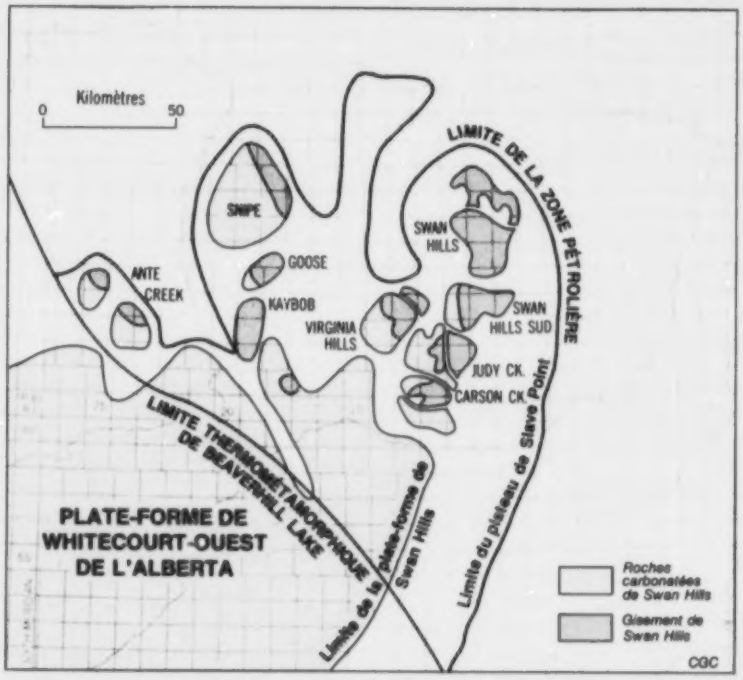


Figure 29. Zone pétrolière de Beaverhill Lake. La zone pétrolière est comprise à l'intérieur de la limite du plateau de Slave Point, en amont-pendage de la limite thermométamorphique de Beaverhill Lake.

Par la suite, une augmentation importante du niveau de la mer, non accompagnée de régression, s'est traduite par le dépôt des roches des groupes de Woodbend et Winterburn. Les roches carbonatées de plateau, à la base du Cooking Lake, ont recouvert la partie méridionale de cette zone. Elles passent vers le haut, soit à des roches carbonatées et des shales de bassin de la formation de Duvernay, soit à d'épais récifs transgressifs de Leduc (fig. 30). Dans la partie nord-ouest de ce secteur, les roches carbonatées du Leduc "inférieur" se sont directement déposées sur une plate-forme de Swan Hills où elles pourraient correspondre à la formation de Cooking Lake étant donné qu'elles constituent la base sur laquelle se seraient édifiés les récifs plus épais de Leduc. La profondeur de l'eau a pu atteindre 300 m avant le dépôt, sur des talus subaquatiques, de sédiments régressifs de remplissage de bassin de la formation d'Ireton. Ces sédiments d'eau profonde font place aux plates-formes carbonatées des formations de Grosmont, Nisku inférieur, Nisku supérieur (ou Meekwap) et Blueridge. Une partie de la formation d'Ireton est chronologiquement équivalente à chacune des plates-formes carbonatées, à l'exception de celle de Blueridge. Les unités de remplissage de bassin correspondant à la formation de Nisku sont les membres de Lobstick, Bigoray et Cynthia (Personnel d'exploration, Chevron Standard Limited, 1979). Le bassin s'est rempli du sud-est vers le nord-ouest, la partie la plus profonde et la plus récente étant adjacente à l'arche de Peace River. Le remplissage du bassin était essentiellement terminé à l'époque de Blueridge, quelques petits bassins évaporitiques isolés ne subsistant que dans la partie occidentale du secteur.

La phase finale de la sédimentation dévonienne a eu lieu après un épisode de régression et d'érosion; elle est représentée par des roches clastiques de base, finement à grossièrement grenues, de la formation de Graminia (membre de silt), surmontée de l'épaisse plate-forme carbonatée de la formation de Wabamun.

On ne trouve pas dans le secteur du centre de l'Alberta d'indices directs de tectonisme dévonien; cependant, la linéarité prononcée de certains fronts de faciès de sédimentation témoigne du faible mouvement des failles. Ces failles ont influé sur le relief qui, à son tour, a en partie contrôlé la répartition de certains éléments, notamment les récifs de Rimbey-Meadowbrook (Leduc).

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Le secteur dévonien du centre de l'Alberta est la région pétrolière la plus productive du Canada, contenant 77 % du pétrole dévonien récupérable et 41 % des réserves récupérables totales de l'Ouest canadien. Le pétrole y est en grande partie piégé dans les récifs de Leduc et Swan Hills, avec des quantités accessoires dans les plates-formes carbonatées régressives des formations de Nisku et Wabamun. Quatre types de pièges se sont formés dans ces plates-formes : le moulage des récifs de Leduc, des changements de faciès (évaporites à récifs internes de plate-forme), des récifs isolés de bassin et des pièges discordants postérieurs au Dévonien. L'important gisement pétrolier de Gilwood à Mitsue, bien que faisant géographiquement partie de ce secteur, a été inclus dans le secteur de l'arche de Peace River, puisqu'il est associé au type de faciès de sédimentation et de zone pétrolière liés à l'arche. Bien que les roches carbonatées de Slave Point du secteur de l'arche de Peace River présentent une continuité par rapport aux roches carbonatées de plateau du centre de l'Alberta, elles sont traitées séparément, en raison du rôle de la structure sur le piégeage des hydrocarbures dans ce secteur.

La seule roche mère qui ait été documentée est la formation de Duvernay, concomitante à la formation de Leduc et déposée dans les conditions anaérobies du fond du bassin partiellement confiné de Woodbend (Stoakes et Creany, 1984). Une migration locale et extensive du pétrole, de la formation de Duvernay à la formation de Leduc, a eu lieu sur les plateaux de Cooking Lake et de Swan Hills. Le pétrole des pièges de Swan Hills pourrait aussi provenir de la formation de Duvernay par migration en amont-pendage mais vers le bas de la coupe. Le pétrole de Nisku et de Wabamun s'est peut-être échappé des récifs de Leduc vers le sommet de la coupe. Le pétrole contenu dans les pièges de Nisku à West Pembina et Meekwap dérive probablement du shale de Cynthia qui lui est chronologiquement équivalent. La formation d'Exshaw pourrait aussi constituer une roche mère locale pour l'accumulation de pétrole de Wabamun.

Figure 30. Zones pétrolières de Leduc en Alberta.

La genèse et la migration du pétrole ont eu lieu au cours de l'intervalle allant du Crétacé au début du Tertiaire, lors de l'accumulation de biseaux de molasse dans la partie occidentale du bassin. Le basculement vers le sud-ouest a eu lieu à la même époque, causant la migration des hydrocarbures vers l'extrémité nord-est des pièges.

Les roches-réservoirs de tous les horizons dévoniens présentent des indices de craquage thermique du pétrole en gaz, en aval-pendage des limites thermométamorphiques, indiquant plusieurs stades d'accumulation, de réchauffement et de genèse des hydrocarbures.

La plupart des roches-réservoirs de Wabamun, Nisku et Leduc sont des dolomies résultant de plusieurs stades de diagenèse superficielle et d'enfouissement profond comme en témoignent l'altération de la matrice et des allochèmes de même que la porogenèse et la poronécrose (Belyea, 1964; Eliuk, 1984; Machel, 1984). Les minéraux accessoires sont la calcite et l'anhydrite. Les roches-réservoirs de Golden Spike et Redwater (Leduc) et toutes les roches-réservoirs de Swan Hills sont surtout composées de calcaire, altéré lui aussi lors de plusieurs phases de diagenèse (Fischbuch, 1975; Klovan, 1964; Viau et Oldershaw, 1984; Walls, 1983).

Les roches-barrières supérieures et latérales obturant les complexes récifaux transgressifs et les récifs isolés de phase régressive sont composées de calcaire et de shale de remplissage de bassin. Le pétrole à l'intérieur de la plate-forme est piégé soit par des évaporites ou du calcaire imperméable.

ZONES PÉTROLIÈRES

Dans le secteur du centre de l'Alberta, on compte douze zones pétrolières prouvées dont neuf ont fait l'objet d'une exploration suffisante pour être évaluées selon le modèle du processus de découverte. Il s'agit de la région la plus productive de tout le bassin de l'Ouest canadien, les conditions y étant excellentes pour la genèse du pétrole, sa migration et son piégeage. On s'attend à ce que plusieurs des zones possibles présentant un degré d'exploration analogue s'ajoutent aux réserves futures de ce secteur à condition qu'elles présentent des conditions semblables. La zone de Nisku à West Pembina est un exemple de zone possible relativement récente, sans équivalent productif, qui est rapidement devenue une zone prouvée considérablement explorée.

Zones pétrolières possibles

Dans ce secteur, les séquences de Hume-Dawson, Bear Rock et Delorme sont encore non productives et sous-explorées. Le **grès de base** et le plateau de **Winnipegosis** constituent d'éventuelles roches-réservoirs et les évaporites associées peuvent contenir des couches mères. Pour que des pièges puissent se former, il faudrait que des renversements structuraux se produisent localement ou que des roches-barrières stratigraphiques se forment en amont-pendage. En raison probablement du nombre peu élevé de forages, ni piège ni couche mère mature n'ont encore été repérés dans ces zones.

Les **limites des plates-formes** régressives du centre de l'Alberta sont, elles aussi, sous-explorées, à l'exception de l'axe de Meekwap (Nisku supérieur). Des zones pétrolières semblables à celles de West Pembina et Meekwap (fig. 31) caractérisées par des récifs isolés de bassin et des récifs marginaux de plate-forme existent peut-être à la limite des plates-formes de Camrose, Grosmont, Nisku inférieur et Blueridge.

Les **limites d'érosion** des plates-formes régressives de la séquence de Beaverhill-Saskatchewan peuvent piéger le pétrole, tout comme la zone de la limite de Wabamun, à condition que les roches du Mésozoïque constituent des barrières appropriées. Il est peu probable que cette zone contienne du pétrole conventionnel étant donné que ces limites d'érosion se situent dans le secteur de pétrole lourd de l'est de l'Alberta.

La formation de **Wabamun** peut contenir du pétrole dans des pièges stratigraphiques imprécis, à l'ouest de sa limite d'érosion et au sud de l'arche de Peace River (fig. 32), là où la sédimentation ou la diagenèse ont contribué à la formation d'un faciès de roche-réservoir dans cette plate-forme calcaire habituellement imperméable. On produit actuellement du gaz à partir de ces pièges.

Zones pétrolières prouvées

Deux des quatre zones pétrolières prouvées ayant fait l'objet d'une exploration sommaire et liées aux unités de plateau de **Slave Point** et **Cooking Lake**, de la séquence de Beaverhill-Saskatchewan, sont traitées avec leurs zones pétrolières récifales transgressives correspondantes. Puisqu'elles sont sous-explorées, elles peuvent comporter des récifs marginaux de plateau et des récifs isolés. Comme le pétrole a migré à travers les plateaux, tout piège stratigraphique ou structural qui s'y trouverait devrait constituer un gisement d'hydrocarbures. À ce jour, on n'a découvert que les gisements de Slave Point, à Swan Hills et Virginia Hills, et le gisement de Cooking Lake, à Skaro. L'impossibilité de détecter par levés sismiques les récifs minces augmente la complexité de l'exploration.

La troisième zone sommairement explorée est la plate-forme de **Blueridge** qui contient de petits gisements et indices de pétrole dans des pièges stratigraphiques à l'intérieur et à la bordure de la plate-forme et dans les roches lagunaires du centre ouest de l'Alberta. On trouve aussi du pétrole dans des pièges moulant les récifs de Leduc, dans le sud de Sturgeon.

Une quatrième zone contenant de faibles réserves se trouve dans le **membre de Crossfield** de la formation de Wabamun. Il s'agit d'une zone de gaz acide relativement bien explorée, située dans le centre sud de l'Alberta et contenant un important gisement de pétrole à Olds et un petit gisement à Okotoks (fig. 32). Ce piège est de nature stratigraphique là où les roches carbonatées subtidales à intertidales de Crossfield changent de faciès en amont-pendage (est) et passent aux évaporites intertidales à supratidales de Stettler. Les réserves totales atteignent environ 7×10^6 m^3 PEP et les ressources non découvertes sont considérées limitées à cause du nombre relativement élevé de forages effectués le long de cet axe d'exploration de gaz acide.

BEAVERHILL LAKE

Définition de la zone : La zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les récifs et les complexes récifaux de Beaverhill Lake qui se sont formés sur le plateau de Slave Point, dans le centre ouest de l'Alberta. Cette zone est délimitée au sud-ouest par la limite thermométamorphique de Beaverhill Lake, au nord par la limite méridionale de l'arche de Peace River et à l'est et au sud par la bordure du plateau de Slave Point (fig. 29).

Géologie : Les complexes récifaux de Swan Hills qui se sont formés sur un plateau de Slave Point de 40 m d'épaisseur couvrent une superficie d'un demi canton à quatre cantons et mesurent environ 60 m d'épaisseur. Les récifs sont composés d'un calcaire présentant une stratigraphie interne et une répartition de faciès complexes (Fischbuch, 1968; Jansa et Fischbuch, 1974; Viau, 1983; Wendte et Stoakes, 1982) et constituent d'excellentes roches-réservoirs. L'exploitation de la plupart des gisements est réalisée par les méthodes secondaires ou tertiaires qui permettent de récupérer entre 20 et 60 % des réserves. On produit aussi du pétrole à partir du plateau de Slave Point qui s'étend au-delà de la bordure de sédimentation de la formation de Swan Hills, dans les champs de Swan Hills et Virginia Hills, mais cette roche-réservoir est en général moins poreuse et perméable que les complexes récifaux. Ces roches-réservoirs ne font théoriquement pas partie de la zone pétrolière en question mais elles ont été incluses dans cette zone pour

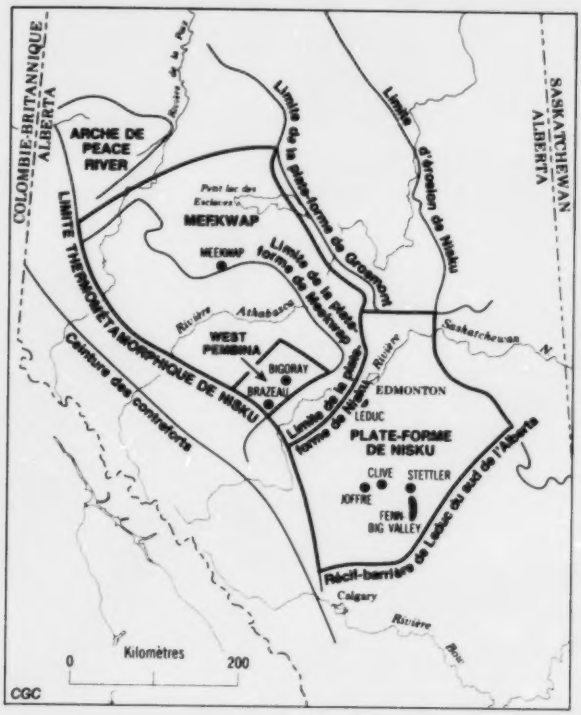


Figure 31. Zones pétrolières de Nisku, centre de l'Alberta.

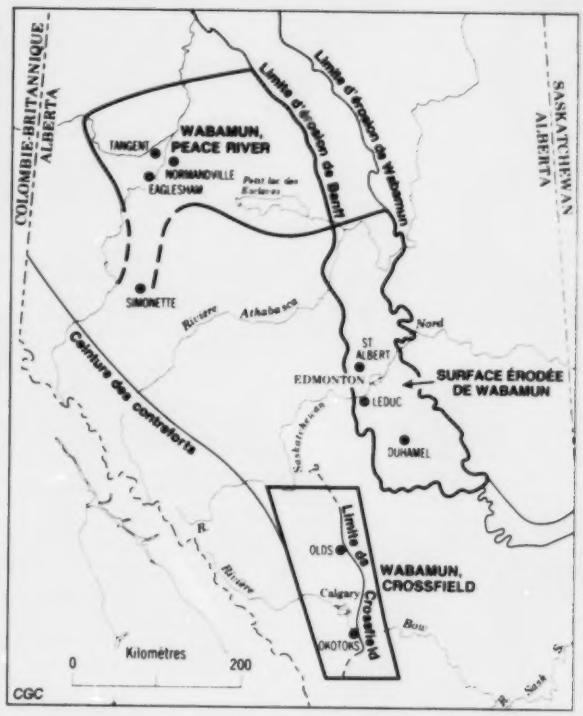


Figure 32. Zones pétrolières de Wabamun en Alberta.

plus de commodité.

Les récifs-réservoirs sont compris dans des roches carbonatées et des shales de Waterways qui se sont déposés sous forme de sédiments régressifs de remplissage de bassin (Sheasby, 1971). L'origine et la migration de ces pétroles sont inconnues, mais la formation de Duvernay sus-jacente semble être la roche mère la plus probable.

Historique de l'exploration : La première découverte a eu lieu à Virginia Hills en 1956, suivie de celle de Kaybob et de l'importante découverte de Swan Hills en 1957. Vingt-et-un gisements ont été découverts avant 1976 dans cette zone intensément explorée. Les réserves totales de 967 x 10^6 m^3 PEP sont principalement situées dans les importants gisements de Swan Hills, Swan Hills South et Judy Creek (tableau 14). Comme les vitesses sismiques dans les sédiments de récif et de bassin présentent peu de contraste et que le mode de compaction est analogue, l'utilisation des méthodes sismiques classiques pour explorer cette zone est inefficace.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible

TABLEAU 14

ZONE PÉTROLIÈRE DE BEAVERHILL LAKE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Swan Hills A & B	303,00	1957
2	Swan Hills South A	144,00	1959
3	Judy Creek A	130,00	1959
4	Swan Hills C	98,70	1958
5	Virginia Hills	75,40	1956
6	Kaybob A	47,70	1957
7	Carson Creek North B	42,50	1957
8	Judy Creek B	41,30	1959
9	Snipe Lake	31,00	1962
10	Goose River A	23,10	1963
11	Carson Creek North	15,10	1958
14	Ante Creek A	5,93	1962
24	Ante Creek B	1,56	1966
25	Judy Creek South C	1,50	1962
26	Fox Creek A	1,50	1976
30	Ethel A	1,29	1964

- Total des découvertes : 21
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 16
- Population totale de gisements : 60

moyenne de 60 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait être contenu dans 39 gisements supplémentaires dont environ la moitié contiendraient de 1 à 10 x 10^6 m^3 PEP (fig. 33). Des gisements non découverts pourraient se trouver, soit dans de nouveaux complexes récifaux, soit en avalpendage de chenaux peu évidents à l'intérieur de complexes récifaux découverts, soit dans des récifs isolés formés sur le plateau. Il faudra peut-être recourir dans l'avenir à des techniques perfectionnées d'acquisition et de traitement des données sismiques pour explorer la région de Swan Hills.

LEDUC (DEEP BASIN)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt se trouvant dans les complexes récifaux, du même âge que ceux de Leduc, qui se sont formés sur les plateaux de Swan Hills, dans le centre ouest de l'Alberta. Cette zone est délimitée au sud-est par la bordure du plateau de Cooking Lake à Rimbey-Meadowbrook, au nord-est par la bordure de la plate-forme Grosmont, au nord par la limite méridionale de l'arche de Peace River et au sud-ouest par la limite thermométamorphique de Leduc (fig. 30).

Géologie : Cette zone comprend les récifs de Leduc qui pourraient se trouver dans les parties peu explorées du bassin. La formation des complexes récifaux de Leduc a eu lieu en deux étapes sur le plateau de Swan Hills, telle que représentée par une section récifale du Leduc inférieur de 90 m d'épaisseur, suivie d'une section récifale du Leduc supérieur de 180 m d'épaisseur, moins étendue que la première. Les zones reposant sur les complexes récifaux peuvent s'étendre sur plusieurs cantons, tandis que les zones associées aux récifs isolés peuvent ne couvrir qu'une demi-section.

Les récifs-réservoirs qui ont subi une dolomitisation importante présentent une porosité vacuolaire, intercristalline et de fracture variant de 6 à 15 %. Les vacuoles se sont formées par dissolution des restes fossiles dans les récifs et sont partiellement remplies d'anhydrite, de dolomite, de calcite, de soufre et de pyrobitume. La présence de réseaux de fractures assure une bonne perméabilité. La saturation en eau est inférieure à 20 %, l'intervalle productif net varie de 10 à 30 m et les rapports gaz-pétrole sont élevés (de 150 à 600 m^3/m^3). Les facteurs de récupération varient de 10 à 55 % dans les récifs isolés et de 22 à 55 % dans les complexes récifaux. Tous les gisements contenaient un chapeau de gaz et étaient drainés par poussée hydraulique active. Le pétrole se trouve à une profondeur variant de 1500 à 3500 m à

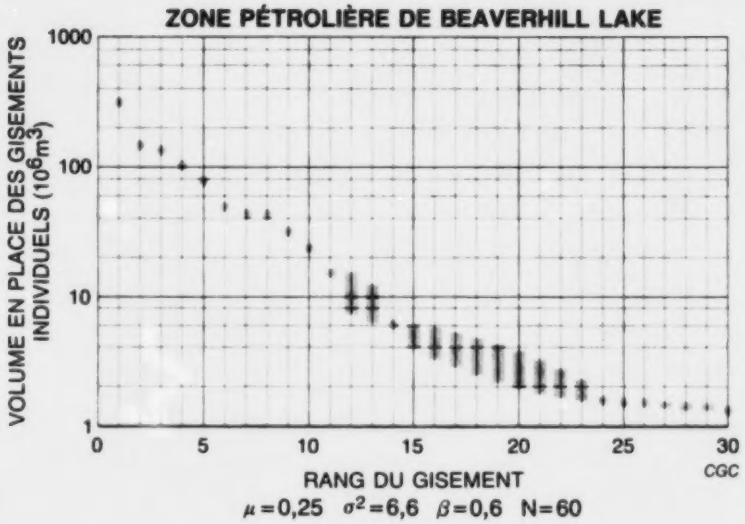


Figure 33

Simonette, le gisement le plus profond de l'Alberta.

Les roches-barrières latérales et sommitales sont composées entre autres des calcaires argileux et des shales calcaires d'Ireton, Lobstick, Cynthis-Wolf Lake et Calmar. La roche mère la plus probable est le calcaire et le shale de Duvernay qui reposent sous la formation d'Ireton et qui sont interstratifiés aux bordures récifales de Leduc. Les vastes plateaux de Swan Hills et de Leduc inférieur ont pu servir à la longue migration des hydrocarbures en amont-pendage.

Historique de l'exploration : De 1952 à 1983 (tableau 15), on a découvert environ 90 x 10^6 m^3 PEP réparti dans dix gisements. Les gisements renfermaient de 0,5 à 45 x 10^6 m^3 PEP. Les premiers gisements découverts étaient situés à l'extrémité amont-pendage de complexes récifaux qui avaient été repérés grâce aux plissements moulants classiques de Leduc et aux effets de rehaussement attribuables à la vitesse sur les profils sismiques de 100 %; des travaux d'exploration ultérieurs dans le cadre desquels on a utilisé des techniques d'acquisition et de traitement de données sismiques plus perfectionnées ont

TABLEAU 15

ZONE PÉTROLIÈRE DE LEDUC (DEEP BASIN)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Sturgeon Lake South	45,30	1953
2	Simonette	18,00	1958
3	Windfall A	13,40	1957
5	Sturgeon Lake	7,06	1952
15	Windfall B	1,31	1972
16	Sturgeon Lake South B	1,21	1964
18	Windfall	0,81	1983
19	Windfall C	0,80	1979
22	Simonette B	0,53	1982
23	Sturgeon Lake South D	0,40	1984

- **Total des découvertes : 10**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10**
- **Population totale de gisements : 40**

permis de définir les récifs isolés de Leduc associés à ces complexes. Plusieurs découvertes de pétrole et de gaz ont été faites récemment dans cette zone considérablement explorée, aux environs de trois complexes récifaux importants.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 42 x 10^6 m^3 PEP. On assume que la zone contient au total 40 gisements dont les 30 qui restent à découvrir contiendraient presque la moitié des ressources totales de la zone pétrolière (fig. 34). Ces trente gisements se situeraient vraisemblablement dans des pinacles coralliens et des récifs isolés sur les plateaux de Leduc inférieur et Swan Hills, à côté des chenaux et des changements de faciès stratigraphiques imprécis dans les complexes ou, encore, dans les récifs de Leduc non encore identifiés qui pourraient se trouver dans les parties relativement sous-explorées du bassin, notamment sous le champ pétrolier de Pembina (Crétacé).

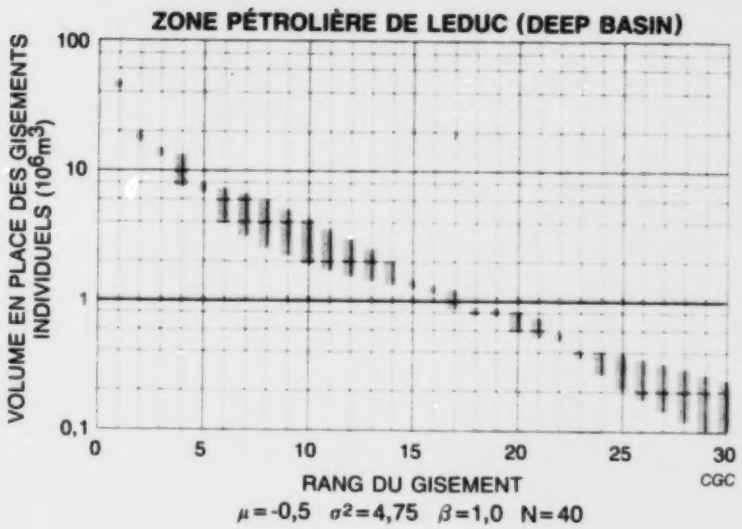


Figure 34

LEDUC (RIMBEY-MEADOWBROOK)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt se trouvant dans les complexes récifaux et les récifs isolés de Leduc, formés sur le plateau de Cooking Lake, selon une configuration linéaire nord-nord-est, dans le centre de l'Alberta. Elle est définie au sud-ouest par la limite thermométamorphique et au nord par la limite de formation des récifs de Leduc (fig. 30).

Géologie : Dans cette zone, les pièges sont du type stratigraphique de phase transgressive, avec des roches-barrières latérales et sommitales constituées de sédiments régressifs de remplissage du bassin d'Ireton. La roche mère se trouve dans la formation de Duvernay et le pétrole a migré sur une longue distance et localement à travers les roches carbonatées du plateau de Cooking Lake vers les roches-réservoirs de Leduc (Stoakes et Creaney, 1984).

Des récifs de Leduc, formés au cours de deux stades différents, pourraient contenir du pétrole. Au cours du premier stade, s'est formé dans le niveau inférieur un biostrome relativement mince servant de base aux épaisses constructions de Leduc supérieur du second stade.

Les récifs de Golden Spike et Redwater, situés à l'extérieur de la chaîne récifale principale, sont principalement composés de calcaire, tandis que tous les autres récifs sont composés de dolomie (Andrichuk, 1958a, b; Klovan, 1964, 1974; Mountjoy, 1980; et Walls, 1983). Malgré la complexité de leur morphologie interne et de leur diagenèse, ces deux types de roches constituent d'excellentes roches-réservoirs du fait de leur très bonne perméabilité, de leur porosité variant de 5 à 15 % et de leur facteur de récupération atteignant près de 50 %. En plus du pétrole, on trouve une large gamme de gaz dissous et associé.

TABLEAU 16

ZONE PÉTROLIÈRE DE LEDUC (RIMBEY-MEADOWBROOK)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Redwater	207,00	1948
2	Bonnie Glen A	125,00	1951
3	Wizard Lake A	62,00	1951
4	Leduc-Woodbend A	61,20	1947
5	Golden Spike A Total	49,60	1949
6	Westerose	31,00	1952
7	Acheson A	27,60	1950
8	Homeglen-Rimbey	14,90	1953
14	Glen Park A	4,66	1951
15	St. Albert-Big Lake	3,70	1956
16	Fairydell-Bon Accord A	2,77	1952
17	Morinville B	2,59	1960
18	Leduc-Woodbend B	2,38	1951
20	St. Albert-Big Lake B	1,75	1952
21	Yekau Lake A	1,52	1952
23	Leduc-Woodbend F	1,03	1953
24	Golden Spike B	0,88	1950
27	Morinville C	0,62	1963
29	Golden Spike C	0,43	1951

- **Total des découvertes : 23**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 19**
- **Population totale de gisements : 40**

Historique de l'exploration : La plus importante découverte effectuée au cours de l'exploration du bassin de l'Ouest canadien a eu lieu à Leduc, en 1947. En démontrant l'existence de pétrole dans les roches dévoniennes du bassin, cette découverte a marqué le début d'une recherche poussée pour découvrir d'autres récifs dévoniens, recherche qui se poursuit toujours. C'est pourquoi plus de la moitié de la production de pétrole de l'Ouest canadien provient de roches-réservoirs dévoniennes. Les réserves totales atteignent 576 x 10^6 m^3 PEP, réparti dans 23 gisements, dans cette zone pétrolière considérablement explorée (tableau 16).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 49 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel serait réparti dans 17 gisements supplémentaires dont cinq devraient contenir plus de 5 x 10^6 m^3 PEP et devraient être situés près des bordures du plateau de Cooking Lake.

Le diagramme des dimensions de gisements à la figure 35 indique que cette zone pétrolière est l'une des zones de l'Ouest canadien présentant une distribution des plus concentrées, en ce qui concerne le volume des gisements. La très forte pente du diagramme (σ^2 = 5,75) indique que la majeure partie des ressources se concentre dans un petit nombre de gisements.

LEDUC (BASHAW)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt qui se trouvent dans les complexes récifaux de Leduc et dans les récifs isolés et pinacles coralliens associés qui se sont formés sur le plateau de Cooking Lake, entre les barrières récifales de Rimbey-Meadowbrook et du sud de l'Alberta. Cette zone est délimitée au nord-est par la limite d'érosion de Leduc, au nord-ouest par la bordure de l'épais plateau de Cooking Lake et au sud et au sud-est par la bordure du complexe de récifs-barrières du sud de l'Alberta (fig. 30).

Géologie : Les récifs poreux de Leduc, de 250 à 300 m d'épaisseur, se sont formés sur le plateau de Cooking Lake, dans le sud de l'Alberta (Andrichuk, 1958a, b); ils sont entourés et recouverts par les roches de remplissage de bassin d'Ireton (Stoakes, 1980). Les pièges sont situés aux extrémités amont-pendage de grands complexes récifaux (Bashaw), en aval-pendage de chenaux formant des dénivellations au sommet de complexes récifaux (Clive), dans de petits complexes récifaux (Duhamel, Erskine), dans des ravinements de chenaux (Stettler), dans des récifs isolés (Nevis) et

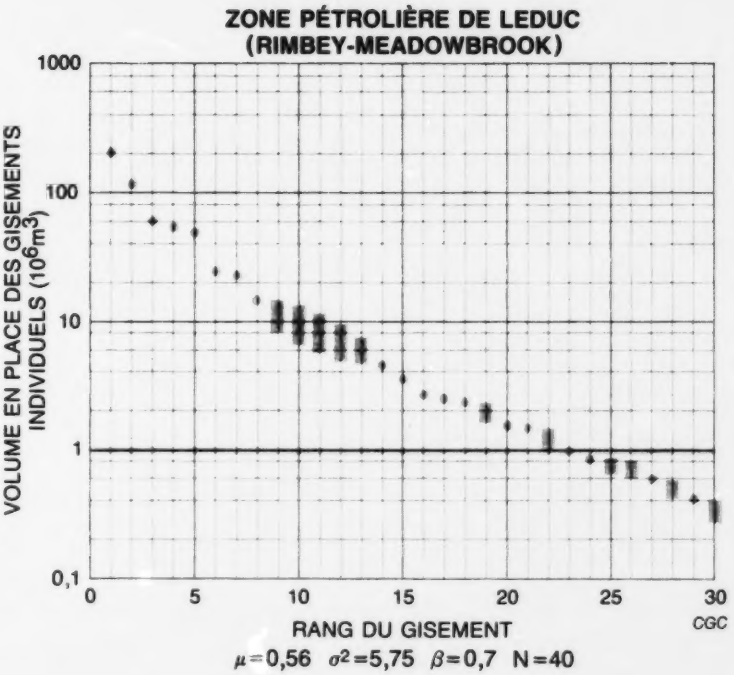


Figure 35

TABLEAU 17

ZONE PÉTROLIÈRE DE LEDUC (BASHAW)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Innisfail D-3	19,70	1957
2	Wimborne D-3A	15,00	1956
3	Clive D-3A	13,10	1952
4	Erskine D-3	6,39	1952
5	Rich D-3A	6,19	1985
6	Stettler D-3A	6,15	1949
10	Fenn-Big Valley D-3F	3,00	1954
11	Lone Pine Creek D-3A	2,35	1962
12	Duhamel D-3B	2,24	1950
13	Fenn West D-3C	2,13	1982
14	Fenn West D-3E	1,99	1983
15	Haynes D-2 and D-3	1,67	1969
16	Malmo D-3A	1,60	1951
17	Bashaw D-3A	1,60	1951
19	Buffalo Lake D-3	1,41	1960
21	Nevis D-3E	1,27	1970
28	Buffalo Lake D-3B	0,78	1959
29	Chigwell D-3B	0,77	1950

- **Total des découvertes : 51**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 18**
- **Population totale de gisements : 80**

dans des pinacles coralliens (Rumsey) (Alberta Society of Petroleum Geologists, 1960). Les récifs sont constitués de dolomies résultant d'une diagenèse complexe. Ils forment de bons réservoirs à perméabilité élevée, à bonne porosité (de 5 à 15 %), à faible saturation en eau (moins de 20 %) et possèdent un facteur de récupération élevé, en particulier dans les gros gisements (de 25 à 65 %). Les complexes récifaux comportent en général de faibles intervalles de pétrole répartis sur une grande étendue, tandis que les récifs isolés et les pinacles coralliens comportent des intervalles productifs élevés, sur de petites étendues. Cette relation empirique pourrait être attribuable à une alimentation insuffisante de pétrole vers le réservoir au cours de la migration ou à la faible étanchéité du shale d'Ireton dont l'épaisseur est relativement mince au-dessus des complexes importants.

Le pétrole s'est probablement formé dans des roches mères composées de shales et de roches carbonatées de Duvernay. Les récifs ont emmagasiné le pétrole qui a migré localement ou sur une longue distance à l'intérieur du plateau de Cooking Lake.

Historique de l'exploration : Tous les gisements de cette zone ont été découverts au cours de travaux d'exploration relativement continus effectués entre 1949 et 1970, à la suite de la découverte initiale effectuée à Stettler. Plusieurs nouveaux gisements, notamment le pinacle de Rumsey, qui ont été découverts au cours des travaux d'exploration intenses des années 80, ont été inclus dans la présente évaluation. Les découvertes totales s'élèvent à 97 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 51 gisements dont le volume individuel varie de moins de 0,1 à 20 x 10^6 m^3 PEP (tableau 17).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 24 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait être réparti dans 29 gisements et le volume de plusieurs d'entre eux devrait se situer entre 1 et 10 x 10^6 m^3 PEP (fig. 36). Les travaux d'exploration récents ont porté sur les pinacles coralliens, les chenaux et les variations d'épaisseur des complexes récifaux qui sont localisés au moyen de grilles sismiques détaillées. La poursuite de ces travaux devrait permettre de faire d'autres découvertes dans ce type de pièges.

NISKU (MEEKWAP)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des réservoirs récifaux formés à la bordure de la plate-forme de phase régressive de Nisku supérieur ou de Meekwap, dans le centre ouest de l'Alberta, ou près de cette bordure. Cette zone s'étend le long d'un corridor arqué d'environ 20 km de largeur, centré sur la bordure de la plate-forme (fig. 31), de Morinville à Swan Hills, Sturgeon et Eaglesham.

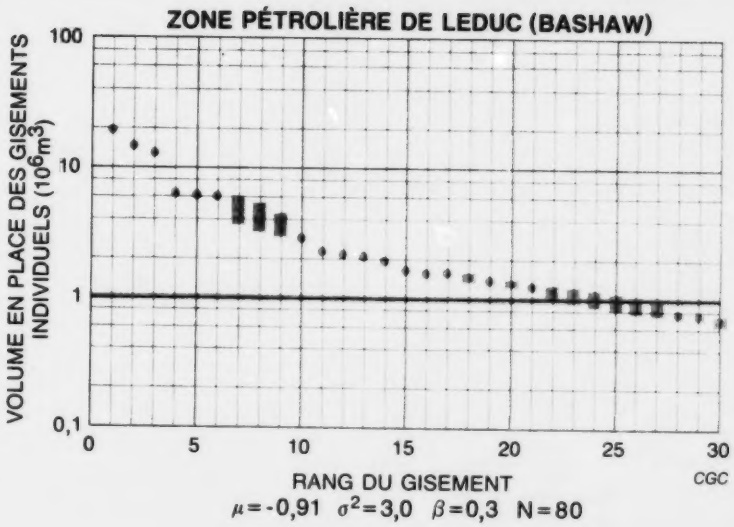


Figure 36

Géologie : Les roches-réservoirs de cette zone sont composées notamment de récifs marginaux de plate-forme isolés par des chenaux et de récifs isolés formés du côté continental, dans des sédiments lagunaires de plate-forme. On n'a pas encore découvert à ce jour de récifs isolés de bassin semblables à ceux de West Pembina. Les roches-réservoirs sont des calcaires et des dolomies fossilifères caractérisés par une porosité vacuolaire, intercristalline et de fracture. La dolomitisation a accentué leurs propriétés de roches-réservoirs (Cheshire et Keith, 1977). La superficie des gisements varie d'un quart de section à huit sections. Les récifs mesurent environ 30 m d'épaisseur, leur intervalle productif net est de 5 à 15 m. Les facteurs de récupération varient de 10 %; dans les petits gisements, à 50 %, dans l'important gisement de Meekwap A (actuellement injecté d'eau). La saturation en eau est inférieure à 30 % et les rapports gaz dissous-pétrole sont faibles.

Les roches-barrières latérales sont composées de calcaire de plate-forme de remplissage de chenaux, déposé dans des

TABLEAU 18

ZONE PÉTROLIÈRE DE NISKU (MEEKWAP)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Meekwap A	9,70	1966
9	Kaybob Nisku C	1,10	1978
18	Meekwap D	0,33	1971
19	Goose River A	0,30	1965
22	Meekwap E	0,18	1973
23	Meekwap B	0,18	1971
27	Meekwap C	0,10	1980

- **Total des découvertes : 7**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 7**
- **Population totale de gisements : 30**

conditions de faible énergie, et la roche-barrière supérieure est formée de calcaire argileux de bassin de la formation de Calmar. Les roches mères sont probablement les sédiments de bassin d'avalpendage des groupes de Winterburn et Woodbend.

Historique de l'exploration : Les travaux d'exploration réalisés au milieu des années 60 pour repérer les complexes récifaux de Leduc et Swan Hills se sont traduits par les découvertes de Nisku à Meekwap, Goose et Kaybob (tableau 18). L'exploration ultérieure et le forage de développement effectués dans les années 80 ont permis de repérer le reste des gisements du champ de Meekwap. Le Meekwap A, qui renferme un volume de 9,7 x 10^6 m^3 PEP, est le seul gisement important de cette zone. Tous les autres gisements contiennent de faibles réserves (moins de 1 x 10^6 m^3) et leur superficie est inférieure à une section. Les réserves totales des sept gisements atteignent 12 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 25 x 10^6 m^3 PEP qui correspond à environ deux fois la valeur des ressources découvertes. Cinq gisements non découverts parmi les trente les plus importants contiendraient, selon les estimations, plus de 1 x 10^6 m^3 PEP et constitueraient des cibles d'exploration rentables (fig. 37). Le reste des ressources pourrait être situé n'importe où à l'intérieur de cette zone pétrolière; cependant, l'exploration sera difficile si l'on tient compte de la petite superficie des gisements, du faible nombre de puits à l'extérieur des champs dévoniens prouvés et de l'incapacité de différencier sur la plate-forme carbonatée les roches-réservoirs et les roches-barrières à l'aide des méthodes de sismique-réflexion.

NISKU (WEST PEMBINA)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les récifs isolés régressifs formés en direction du bassin par rapport à la bordure de la plate-forme de Nisku supérieur ou de Meekwap, dans le centre ouest de l'Alberta. Cette zone est délimitée au sud-ouest par la limite thermométamorphique de Nisku, au nord-est par une absence de récifs poreux, au sud-est par la bordure de la plate-forme et au nord-ouest par une région de bassin relativement plus profond, dépourvue de récifs (fig. 31).

Géologie : Les récifs isolés ont une superficie inférieure à une section et un intervalle productif net de 10 à 60 m. Ils sont composés de dolomie et de calcaire fossilifères caractérisés par une morphologie interne et une diagenèse complexes (Personnel d'ex-

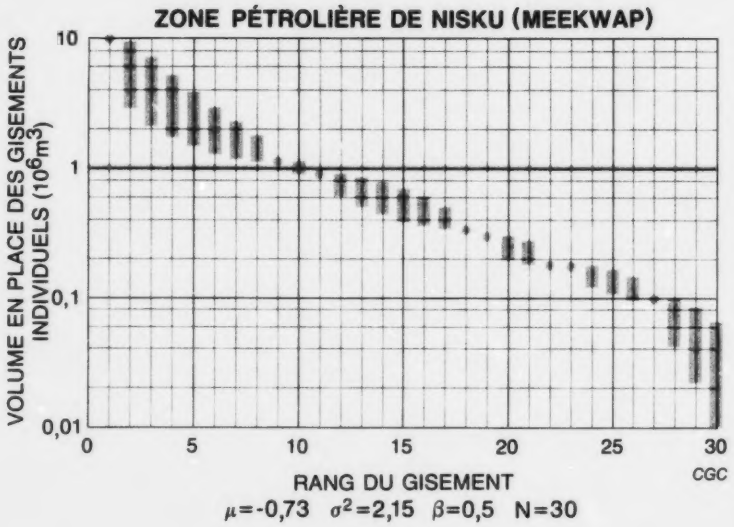


Figure 37

TABLEAU 19

ZONE PÉTROLIÈRE DE NISKU (WEST PEMBINA)

Champ	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
Brazeau River A	5,30	1977
Pembina D	4,80	1978
Pembina P	4,25	1979
Pembina Q	4,23	1980
Pembina L	4,20	1978
Westpem C	4,00	1979
Pembina G	3,00	1978
Pembina M	2,85	1978
Pembina A	2,80	1977
Brazeau River D	2,70	1978
Westpem A	2,65	1977
Bigoray F	2,50	1978
Pembina K	2,43	1978
Brazeau River E	2,30	1977
Brazeau River B	2,30	1978
Bigoray H	2,20	1978
Bigoray D	2,20	1978
Westpem D	2,20	1978
Pembina F	2,10	1978
Bigoray E	2,00	1978
Pembina O	1,70	1979
Pembina N	1,60	1979
Bigoray B	1,50	1978
Pembina C	1,43	1977
Pembina J	1,20	1978
Brazeau River I	1,06	1979
Brazeau River F	1,00	1978

- **Total des découvertes : 45**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 27**
- **Population totale de gisements : 50**

ploration, Chevron, 1979). La complexité diagénétique et la teneur en dolomie et en gaz augmentent vers le sud-ouest (Machel, 1985).

Le shale et le calcaire de bassin du membre de Cynthia constituent la roche-barrière latérale autour des récifs; ils pourraient aussi jouer le rôle de roche mère. Le calcaire argileux de la formation de Calmar constitue la roche-barrière supérieure.

Historique de l'exploration : La plupart des 45 gisements à Brazeau, Bigoray, Pembina et West Pembina ont été découverts au cours de la période de quatre ans suivant la découverte initiale de Pembina en 1977 (tableau 19). La rapide réaction de l'industrie qui a effectué des levés sismiques à couverture multiple à 1200 % a permis de faire de cette zone pétrolière possible en 1976 une zone intensément explorée en peu de temps. Les réserves en place totales de 82 x 10^6 m^3 sont réparties dans des gisements contenant de 1 à 5 x 10^6 m^3 de pétrole. Dans la plupart de ces gisements, le pétrole a été extrait par injection d'eau ou de gaz au début de la mise en production et le facteur de récupération se situe aux environs 50 %.

Il n'y a pas eu récemment d'exploration dans cette zone même si l'industrie s'intéresse à la plupart des autres cibles dévoniennes.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 9 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait être réparti dans cinq gisements dont deux contiendraient plus de 2 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel limité se fonde sur les dimensions relativement faibles de la zone pétrolière et sur les levés sismiques exhaustifs qui ont dû permettre l'identification de la plupart des anomalies récifales. De nouveaux gisements pourraient être découverts dans les bordures moins explorées situées dans le nord-est et le nord-ouest de cette région et dans des récifs à faible définition sismique.

NISKU (PLATE-FORME)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les roches carbonatées poreuses et régressives de la plate-forme de Nisku qui se présentent principalement en moulage au-dessus des complexes récifaux de Leduc. La région est délimitée au sud et au sud-est par la limite du complexe de récifs-barrières de Leduc, dans le sud de l'Alberta, au nord-est par la limite d'érosion de Nisku, au nord-ouest par la bordure de la plate-forme de Nisku et au sud-ouest par la limite thermométamorphique (fig. 31).

TABLEAU 20

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA PLATE-FORME DE NISKU

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Fenn-Big Valley A	75,20	1950
2	Leduc-Woodbend A	32,70	1947
3	Joffre	26,90	1956
5	Leduc-Woodbend B	11,60	1950
6	Stettler A	9,37	1949
7	Clive A	7,41	1951
9	Excelsior	6,20	1949
18	Malmo A	2,57	1952
19	Fenn West A	2,54	1961
21	Golden Spike A	2,18	1952
22	New Norway	2,15	1951
23	Duhamel A	2,00	1950
25	Haynes A	1,67	1968
26	Alix	1,62	1956
27	Stettler South	1,60	1951
28	Ewing Lake D	1,50	1953

- **Total des découvertes : 65**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 16**
- **Population totale de gisements : 150**

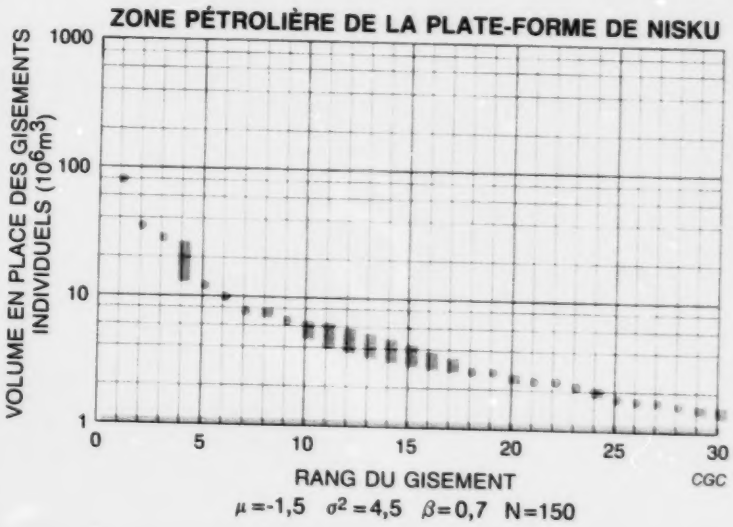


Figure 38

Géologie : Tous les gisements, à l'exception de celui de Joffre, sont situés là où la plate-forme de Nisku moule les récifs de Leduc. Plusieurs pièges comportent également un élément stratigraphique puisque l'on observe un changement de faciès sédimentaire qui coïncide plus ou moins avec la transition des strates sous-jacentes de Leduc à Ireton. Le gisement de Joffre, qui est compris dans un piège purement stratigraphique résultant d'un changement de faciès dans la plate-forme (Alberta Society of Petroleum Geologists, 1960), ne correspond peut-être pas à la définition de la zone mais il y a néanmoins été inclus pour plus de commodité.

Dans cette zone, les roches-réservoirs contiennent des gisements dont la superficie varie d'un quart de section à un canton.

Elles possèdent des intervalles productifs nets habituellement inférieurs à 20 m, une porosité variant de 3 à 10 %, une saturation en eau habituellement inférieure à 25 % et un facteur de récupération entre 20 et 50 %. La roche-réservoir est constituée de dolomie à porosité vacuolaire, intercristalline et de fracture.

Le pétrole a probablement été formé dans la formation de Duvernay avant de migrer, par les fractures de la formation d'Ireton, des complexes de Leduc à la plate-forme de Nisku. Les roches-barrières sommitales et latérales sont composées de dolomies silteuses de Calmar et Graminia. Des couches imperméables à l'intérieur de la plate-forme de Nisku forment aussi des roches-barrières latérales partielles.

Historique de l'exploration : La première découverte faite dans cette zone a eu lieu à Leduc, en 1947; elle a été suivie d'autres découvertes liées aux importants travaux d'exploration réalisés au cours des années 50 dans les roches dévoniennes. Des réserves de 210 x 10^6 m^3 PEP sont réparties dans 65 gisements et constituent 70 % des réserves de Nisku et 30 % des réserves totales de pétrole conventionnel de l'Alberta. Des travaux d'exploration récents ont permis de découvrir un certain nombre de petits gisements (1 x 10^6 m^3) le long des axes d'exploration établis. Quatre gisements importants qui contiennent une grande part des réserves sont situés à Fenn-Big Valley, Leduc, Joffre et Stettler (tableau 20).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 68 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel serait réparti dans 83 gisements supplémentaires, dont plusieurs contiendraient plus de 1 x 10^6 m^3 PEP (fig. 38). Une grande partie de ce potentiel, en particulier les gisements les plus importants, serait contenue dans des pièges stratigraphiques semblables à celui de Joffre. Les récentes découvertes de Nisku laissent supposer qu'on peut encore trouver de petits gisements associés aux axes établis de Leduc.

WABAMUN (LIMITE D'ÉROSION)

Définition de la zone : On a défini cette zone de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des pièges formés le long de la discordance, entre les roches carbonatées de la plate-forme de Wabamun sous-jacentes à des roches crétacées. Cette zone est délimitée au sud par le changement de faciès entre les roches carbonatées de Wabamun et les évaporites de Stettler. Sa limite septentrionale étant mal définie, elle a été située arbitrairement à la limite méridionale du secteur de l'arche de Peace River (fig. 32).

TABLEAU 21

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA LIMITE D'ÉROSION DE WABAMUN

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	St. Albert-Big Lake D	2,88	1953
3	Acheson Wabamun A	0,92	1980
5	Alexander Wabamun B	0,51	1965
11	St. Albert-Big Lake A	0,25	1956
16	Leduc Woodbend A	0,16	1963
17	Joarcam Wabamun	0,15	1980
27	Morinville A	0,06	1953
28	Leduc-Woodbend B	0,06	1963
29	Duhamel Wabamun A	0,05	1952

- **Total des découvertes : 9**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 9**
- **Population totale de gisements : 40**

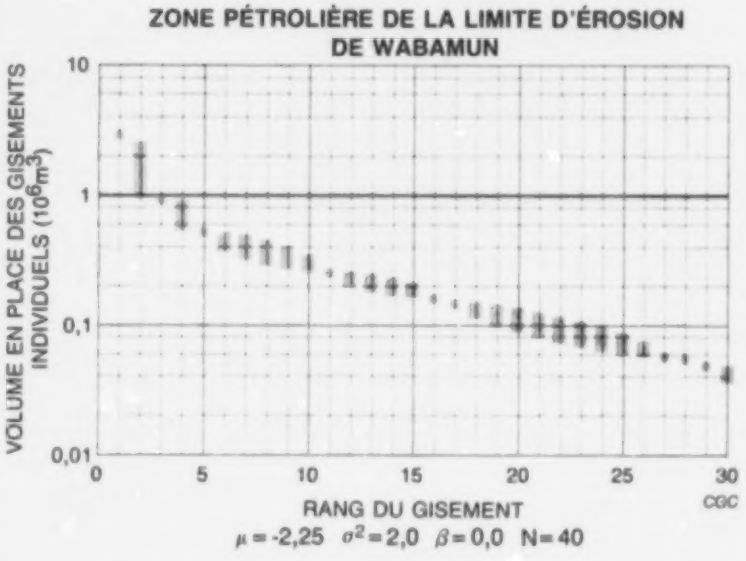


Figure 39

Géologie : Une combinaison de shales crétacés situés au-dessus de la discordance forme une barrière en amont-pendage et un piège structural moulant les récifs de Leduc où s'est accumulé le pétrole.

La roche-réservoir est de la dolomie, formée probablement par altération diagénétique liée aux épisodes d'érosion du Mésozoïque. Dans cette zone, les gisements ont une superficie inférieure à une section, un intervalle productif net variant de 1 à 30 m, une porosité se situant entre 3 et 12 % et un facteur de récupération inférieur à 20 %.

Les roches-barrières sont des shales du Crétacé inférieur résultant du remplissage du relief d'érosion et renfermant les roches carbonatées de Wabamun. Certains calcaires imperméables de Wabamun peuvent aussi jouer le rôle de barrière supérieure. La roche mère n'est pas connue avec certitude mais le pétrole présente une affinité avec celui, sous-jacent, de Leduc (Deroo et *al.*, 1977); il peut donc s'agir de pétrole issu de la formation de Duvernay qui a migré vers le haut de la coupe et en amont-pendage vers le Wabamun.

Historique de l'exploration : La plupart des gisements ont été découverts entre 1950 et 1965 au moyen de puits forés sur des cibles de Leduc, notamment dans les champs de St. Albert, Leduc et Duhamel. Les faibles réserves totales de 5 x 10^6 m^3 PEP, le petit volume des gisements (variant de 0,05 à 3 x 10^6 m^3 PEP) et la répartition imprévisible de la porosité ont eu pour effet de freiner depuis quelque temps l'exploration dans cette zone (tableau 21).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 6 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait être contenu dans 31 gisements supplémentaires dont le plus important devrait contenir entre 1 et 3 x 10^6 m^3 PEP (fig. 39).

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON

Ce secteur comprend une vaste plate-forme carbonatée, un bassin d'évaporites à l'intérieur de la plate-forme et des sédiments clastiques et évaporitiques d'eau peu profonde. Sa limite méridionale a été établie en fonction de critères politiques plutôt que géologiques, ce qui influe sur l'évaluation des ressources. Les frontières géologiques du bassin dévonien de Williston sont délimitées au nord par l'escarpement de Meadow Lake, au nord-est par la zone d'affleurements érodés du Dévonien, au sud-est par la zone de sous-affleurements et au sud-ouest par l'arche Central Montana (fig. 12) et la zone de chevauchement laramienne (fig. 8). La limite nord-ouest est difficile à définir du fait qu'on n'y trouve pas de système d'arche important au Dévonien permettant de distinguer les bassins de l'Alberta et de Williston. Elle a donc été fixée arbitrairement à la bordure du complexe de récifs-barrières de Leduc (fig. 30), dans le sud de l'Alberta, coïncidant à peu près avec la transition de Beaverhill Lake-Souris River et la limite d'érosion prédévonienne de l'Ordovicien qui s'étend au sud de l'escarpement de Meadow Lake (fig. 40).

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Le soulèvement épirogénique pré-dévonien le long des arches Transcontinental, Central Montana et de l'ouest de l'Alberta, et peut-être le long de l'escarpement de Meadow Lake, contribue à la définition des limites physiques du bassin. Certains déplacements se sont aussi produits sur un certain nombre d'éléments internes de bassin tels que les anticlinaux de Nesson et Cedar Creek.

La formation de plusieurs bassins d'évaporites et la dissolution ultérieure des halites du Dévonien ont probablement été accompagnées d'un tectonisme mineur même si aucune donnée ne permet d'étayer cette hypothèse. La plupart des reliefs positifs sont devenus négatifs, du début du Mississipien au Permien, probablement le long de zones de failles réactivées. Des déplacements verticaux associés à l'intrusion de roches hypabyssales alcalines du Tertiaire et aux impacts météoritiques du Phanérozoïque ont également eu lieu.

Le Dévonien du bassin de Williston est caractérisé par deux zones de faciès : des roches carbonatées de plate-forme comportant des cycles locaux ou régionaux carbonatés à évaporitiques déposés en eau de moins en moins profonde vers le haut et des bassins d'évaporites d'eau peu profonde (≈10 m) ou profonde (≈100 m) à l'intérieur de la plate-forme ainsi que des unités de roches marines clastiques et évaporitiques déposées en eau peu profonde ou sur le continent et formant la base et l'équivalent continental des plates-formes (fig. 13). La séquence de Hume-Dawson s'est déposée sur des roches siluriennes et ordoviciennes et est composée de deux importants cycles de sédimentation séparés par une discordance mineure. Les lits rouges d'Ashern, le plateau de Winnipegosis inférieur, la plate-forme et les récifs de Winnipegosis supérieur ainsi que les évaporites de Prairie constituent le premier ensemble; les deuxièmes lits rouges, les roches carbonatées de Dawson Bay et les évaporites de Hubbard, le second ensemble. Toutes ces unités s'interdigitent avec les minces équivalents clastiques entourant les systèmes d'arches.

Les premiers dépôts de la séquence de Beaverhill-Saskatchewan sont composés de roches clastiques du premier lit rouge qui est inclus dans la formation de Dawson Bay, bien qu'il soit séparé des roches carbonatées de Dawson Bay sous-jacentes par une discordance (Dunn, 1982). Ces roches ont été recouvertes par les plates-formes carbonatées de Souris River, Duperow et Nisku-Birdbear qui s'étendaient sur toute la superficie du bassin et sur les parties submergées des systèmes d'arches environnants. La plate-forme de Nisku du secteur du centre de l'Alberta semble correspondre à la partie supérieure de la formation de Birdbear. La formation de Birdbear inférieur passe latéralement à des shales dans la partie occidentale du bassin mais se transforme en plate-forme carbonatée dans le sud de l'Alberta et est appelée membre Camrose de la formation d'Ireton. Les bassins locaux d'évaporites repérés dans la plate-forme carbonatée comprennent les roches de Davidson (formation de Souris River), Youngstown, Wymark et Flat Lake (formation de Duperow).

Les roches de la séquence de Palliser reposent en discordance sur les sédiments de Beaverhill-Saskatchewan. Les unités stratigraphiques comprennent entre autres les évaporites de Stettler et les shales de Big Valley dans l'ouest, les évaporites de Torquay et les shales de Big Valley dans le centre et les lits rouges de Lyleton dans les régions orientales du secteur.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

La partie canadienne du bassin de Williston est une région peu explorée qui compte un petit nombre de découvertes et où se trouve moins de 1 % des réserves dévoniennes de l'Ouest canadien. La plupart des gisements sont situés dans une seule zone pétrolière, le long de l'axe des récifs-barrières de Leduc, dans le sud de l'Alberta, qui, par de nombreux aspects, est génétiquement lié aux zones pétrolières de Leduc et Nisku du centre de l'Alberta.

La plus grande partie du pétrole extrait de roches dévoniennes se trouve dans la partie américaine du bassin de Williston et provient de gisements à l'intérieur de pièges surtout structuraux mais aussi stratigraphiques, situés dans les roches carbonatées des plates-formes de Winnipegosis, Souris River, Duperow et Birdbear. Il est difficile d'établir une comparaison directe avec la partie canadienne du bassin étant donné que le nombre et l'amplitude des structures diminuent dans la partie septentrionale. De grands pièges stratigraphiques et de nombreux petits pièges structuraux pourraient s'être formés dans la partie dévonienne se trouvant au Canada et présenter un certain potentiel.

Des pièges stratigraphiques se sont peut-être formés dans les plates-formes par suite de changements imprécis de faciès de sédimentation ou de diagenèse dans les roches carbonatées ou par suite d'une transition entre les faciès carbonatés à évaporitiques. La présence de récifs à l'intérieur et autour des bassins d'évaporites pourrait

permettre d'identifier d'autres pièges stratigraphiques. Cette région devrait aussi contenir des pièges hydrodynamiques et des discordances.

Les données les plus incertaines concernant l'évaluation de la section dévonienne du bassin de Williston étaient liées à la nature de la roche mère ainsi qu'à la composition et l'efficacité des trajectoires de migration nécessaires à l'alimentation des pièges, en admettant l'existence de roches mères.

ZONES PÉTROLIÈRES

Aux fins de la présente évaluation, on a défini dix zones pétrolières qui serviront à analyser le potentiel des roches dévoniennes du bassin de Williston (fig. 40). Certaines de ces zones peuvent être considérées comme des zones composites qui pourraient être subdivisées si une analyse plus exhaustive était entreprise. On y compte deux zones possibles et huit zones prouvées; une seule d'entre elles a fait l'objet de découvertes suffisamment nombreuses pour justifier l'utilisation du modèle du processus de découverte.

La plupart des activités d'exploration visant des cibles dévoniennes et plus anciennes ont été réalisées avant 1970 et n'ont enregistré qu'un taux de succès limité. Compte tenu des récentes découvertes faites dans le sud de l'Alberta et de la Saskatchewan, les travaux d'exploration pourraient être intensifiés dans ce secteur.

Zones pétrolières possibles

Dans le présent rapport, on ne traite que de deux zones n'ayant pas fait l'objet de découvertes, que ce soit au Canada ou aux États-Unis. Dans la première, un élément **hydrodynamique** intervient dans la formation de pièges structuraux ou de pièges attribuables à un changement de faciès dans le sud-ouest de la Saskatchewan. Dans cette région, les eaux douces en provenance du Montana s'écoulent dans le bassin vers le nord-est. Cette situation a pu créer une quantité minimale de pétrole dans des roches qui ne feraient pas partie de pièges de type classique. Dans cette zone, les roches-réservoirs possibles sont les plates-formes carbonatées de Winnipegosis, Dawson Bay, Souris River, Duperow et Birdbear.

La seconde zone contiendrait les pièges stratigraphiques de la formation de Souris River, dans le **bassin de Davidson**, au centre de la Saskatchewan (Lane, 1964; Mei-

1. Zone pétrolière de Leduc-Ninku (sud de l'Alberta).
2. Zone pétrolière structurale du sud de l'Alberta.
3. Zone pétrolière stratigraphique du sud de l'Alberta.
4. Zone pétrolière du bassin de Youngstown.
5. Zone pétrolière de la limite d'érosion dévonienne.
6. Zone pétrolière de Winnipegosis.
7. Zone pétrolière du bassin de Davidson.
8. Zone pétrolière hydrodynamique.
9. Zone pétrolière structurale du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba.
10. Zone pétrolière stratigraphique du sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba.

Figure 40. Zones pétrolières dévoniennes du bassin de Williston.

jer Drees, 1986). Le bassin, composé d'évaporites, est étendu et profond et est peut-être associé, comme les bassins d'évaporites de Keg River, du nord-ouest de l'Alberta, à des récifs marginaux de plate-forme et des pinacles. Le plateau et le faciès d'évaporites pourraient contenir des roches mères et les évaporites entourant les récifs pourraient constituer la roche-barrière. Des pièges accessoires résultant de la dissolution du sel à phases multiples pourraient aussi se trouver dans les plates-formes sus-jacentes de Duperow et Birdbear. Les principales difficultés soulevées par cette zone pétrolière pourraient être liées à la qualité et à la maturité de la roche mère et aux effets du colmatage par le sel des roches-réservoirs de Souris River.

Zones pétrolières prouvées

Sept des huit zones prouvées ont fait l'objet d'une exploration sommaire et, parmi celles-ci, seulement cinq ont fait l'objet de découvertes au Canada. Les deux zones n'ayant pas donné lieu à des découvertes ont été définies de façon à inclure les pièges **stratigraphiques** de toutes les plates-formes carbonatées du **sud de l'Alberta** et du **sud-est de la Saskatchewan et du Manitoba**, des deux côtés de la région dévonienne d'alimentation en eaux douces (fig. 40). Les pièges stratigraphiques sont difficiles à identifier mais on en trouve dans certaines unités de plate-forme aux États-Unis (Longman, 1981; Weinzapfel et Neese, 1986). Les plates-formes se sont formées par suite de plusieurs cycles de sédimentation passant de roches carbonatées à évaporitiques en eau de moins en moins profonde vers le haut. Le changement de faciès diagénétique ou stratigraphique local à l'intérieur d'un seul cycle pourrait avoir produit des roches propices au piégeage. Dans ces deux zones, les sites d'intérêt seront difficiles à localiser étant donné l'impossibilité de détecter par méthode sismique tout changement de faciès imprécis. On ne connaît pas l'âge, la qualité et la maturité des roches mères éventuelles, mais elles semblent d'origine autochtone.

Les cinq autres zones sommairement explorées sont traitées selon leur répartition géographique, de l'ouest vers l'est (fig. 40).

La zone pétrolière **structurale du sud de l'Alberta** comprend tous les pièges structuraux et les plissements moulants liés au sel qui renferment du pétrole dans les plates-formes carbonatées de Souris River, Duperow, Birdbear et Big Valley, dans le sud de l'Alberta (fig. 40). Les principales structures sont des plis et des failles de phase laramienne. La direction des structures est parallèle à la zone déformée située dans l'ouest avant de s'orienter graduellement vers le nord et le nord-est dans l'est de l'Alberta, où ces structures sont associées à l'arche de Sweetgrass. Il semble qu'il y ait eu un rehaussement des propriétés de la roche-réservoir à l'intérieur de ces structures. La mise en production a été entreprise à partir de la formation de Big Valley sur la réserve Blood et de la formation de Birdbear (Nisku) à Princess et dans la région de Hays-Enchant. Plusieurs gisements de Birdbear se trouvent dans le Montana, immédiatement au sud de la frontière, sur le dôme de Kevin-Sunburst.

La zone pétrolière du **bassin de Youngstown** comprend tous les pièges stratigraphiques récifaux de Duperow et tous les plissements moulants liés au sel de Duperow et Birdbear situés dans le bassin de Duperow Youngstown et dans son voisinage immédiat (fig. 40). Ce bassin profond d'évaporites est semblable aux bassins de Keg River du nord de l'Alberta et peut présenter un énorme potentiel, à condition de contenir des roches mères appropriées et matures et que le colmatage par le sel n'ait pas nuit à la qualité de la roche-réservoir. Le seul gisement découvert est le gisement de Youngstown "Arcs" (Birdbear) qui se trouve dans un piège moulant un résidu de sel. Le pétrole qui se trouve dans ce gisement semble surtout être de type crétacé (Deroo *et al.*, 1977).

La zone pétrolière de la **limite d'érosion dévonienne** comprend tous les pièges de discordance se trouvant dans les plates-formes carbonatées de Souris River, Duperow et Birdbear qui s'étendent sous la surface d'érosion mésozoïque (fig. 40). Les propriétés de la roche-réservoir se sont probablement améliorées par diagenèse à la suite de phénomènes de discordance. Les roches mères pourraient dater du Dévonien ou du Crétacé. Plusieurs découvertes récentes ont été faites à Birdbear (Nisku) dans la région de Wainwright-Edgerton de l'est de l'Alberta. Les essais réalisés dans les limites d'érosion de Duperow et Souris River n'ont pas encore été concluants.

La zone pétrolière de **Winnipegosis** comprend tous les sites d'intérêt et les gisements du plateau de Winnipegosis inférieur et des récifs de Winnipegosis supérieur. Dans le bassin de Williston, ils se trouvent entre la limite de sédimentation de Elk Point à l'ouest et la limite d'érosion à l'est (fig. 40). Les récifs constituent la principale cible d'exploration et sont probablement mieux développés sur les parties plus épaisses du plateau, dans le sud et le centre de la Saskatchewan (Gendzwill, 1978; Wardlaw et Reinson, 1971; et Wilson, 1984). Le membre de Ratner, qui s'étend directement au-dessus du plateau, constitue une roche mère possible et les évaporites de Prairie, sus-jacentes au Winnipegosis, seraient la roche-barrière. La seule découverte récente dans la zone de Winnipegosis au Canada a eu lieu à Tableland, près d'Estevan, en Saskatchewan, mais plusieurs gisements ont été localisés dans cette zone aux États-Unis. Les principaux problèmes liés à l'évaluation de cette zone concernaient la maturité des roches mères possibles, les effets du colmatage par le sel sur la qualité de la roche-réservoir ainsi que les effets de l'alimentation en eaux douces et la dissolution du sel de Prairie sur l'intégrité des pièges.

La zone pétrolière **structurale du sud de la Saskatchewan et du Manitoba** a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans des pièges structuraux à l'intérieur des plates-formes carbonatées de Dawson Bay, Souris River, Duperow et Birdbear. Cette zone est située dans le sud de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba, entre la zone d'alimentation en eaux douces et la limite d'érosion du bassin. On observe trois types de structures dans cette région : des structures tectoniques, liées à un ou plusieurs stades du mouvement épirogénique; des structures de dissolution du sel, formées au cours de l'effondrement à phases multiples des évaporites de Prairie (De Mille *et al.*, 1964; Smith et Pullen, 1967); et des structures d'impacts météoritiques (Sawatzky, 1975). Deux gisements de Birdbear se trouvent dans le sud-est de la Saskatchewan : Hummingbird ($1{,}17 \times 10^6$ m^3 PEP) et Kisbey ($1{,}56 \times 10^6$ m^3 PEP). La majorité du pétrole produit à partir de roches dévoniennes de la partie américaine du bassin de Williston provient de grandes structures telles que l'anticlinal de Nesson. Des roches mères autochtones du Dévonien s'y trouvent peut-être, bien que des travaux récents laissent supposer que le pétrole de Hummingbird dérive de la formation de Bakken ou d'une combinaison de roches mères de Bakken et de l'Ordovicien (Brooks *et al.*, 1987). Le potentiel de cette zone serait plus élevé que celui des autres zones du secteur du bassin de Williston.

LEDUC-NISKU (SUD DE L'ALBERTA)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt situés dans les épais récifs carbonatés longeant le récif-barrière de la formation de Leduc et ceux qui sont situés dans les plates-formes carbonatées du membre de Camrose et de la formation de Nisku où ils moulent les reliefs positifs de Leduc. Cette zone se trouve à l'intérieur d'un corridor de 30 km de largeur longeant le complexe de récifs-barrières de Leduc, allant de Swalwell à Drumheller et jusqu'à Halkirk vers le nord, et limité par la bordure d'érosion de Leduc, dans l'ouest de la Saskatchewan (fig. 40).

Géologie : Le récif-barrière de Leduc s'étend sur une distance d'environ 250 m sur le plateau de Cooking Lake. Son épaisseur varie peut-être à cause de la présence de chenaux inter-récifaux et de constructions isolées près de la bordure du récif-barrière, en direction du bassin, ce qui a pour effet de créer des pièges stratigraphiques. Les récifs de Leduc sont surmontés par une couche de shale d'Ireton mesurant en général moins de 10 m sur laquelle reposent des roches carbonatées régressives des plates-formes de Camrose et Nisku. Des plissements moulants se situent dans ces unités, au-dessus des constructions de Leduc. La mince couche d'Ireton entre les unités de roches-réservoirs ne constituant pas une bonne roche-barrière, le pétrole a donc pu migrer verticalement. Les évaporites de Stettler et de Winterburn constituent la barrière supérieure du système. La roche mère était probablement située dans le shale de Duvernay et le pétrole aurait migré à travers le système de récifs-barrières.

Toutes les zones productives sont composées de dolomie récifale à porosité vacuolaire, intercristalline et de fracture et présentent une bonne perméabilité et une faible saturation en eau. Les intervalles productifs nets mesurent en général moins de 10 m. La superficie des gisements varie d'un quart de section à deux sections. Les facteurs de récupération du pétrole varient de 10 à 65 %, les gisements les plus importants affichant les facteurs de récupération les plus élevés.

Historique de l'exploration : On a découvert 20 x 10^6 m^3 PEP réparti dans onze gisements qui contiennent entre 0,1 et 7,2 x 10^6 m^3 PEP. Les champs de Drumheller et de West Drumheller ont été découverts au début des années 50, celui de Swalwell en 1969 et celui de Halkirk en 1983 (tableau 22). Peu de forages d'exploration ont été effectués dans cette zone de sorte que l'ensemble est encore sous-exploré comparativement aux autres secteurs d'exploration de Leduc.

Potentiel de la zone Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible de 25 x 10^6 m^3 PEP. On présume que le potentiel est réparti dans 60 gisements, dont 49 restent à découvrir (fig. 41).

TABLEAU 22

ZONE PÉTROLIÈRE DE LEDUC-NISKU (SUD DE L'ALBERTA)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	West Drumheller D-2A	7,17	1952
2	Drumheller D-2B	5,75	1962
5	Drumheller D-2A	2,51	1951
8	Swalwell D-2A	1,73	1969
10	West Drumheller D-3A	1,25	1954
25	West Drumheller Ireton A	0,33	1967
26	Halkirk Camrose B	0,30	1984

- **Total des découvertes : 11**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 7**
- **Population totale de gisements : 60**

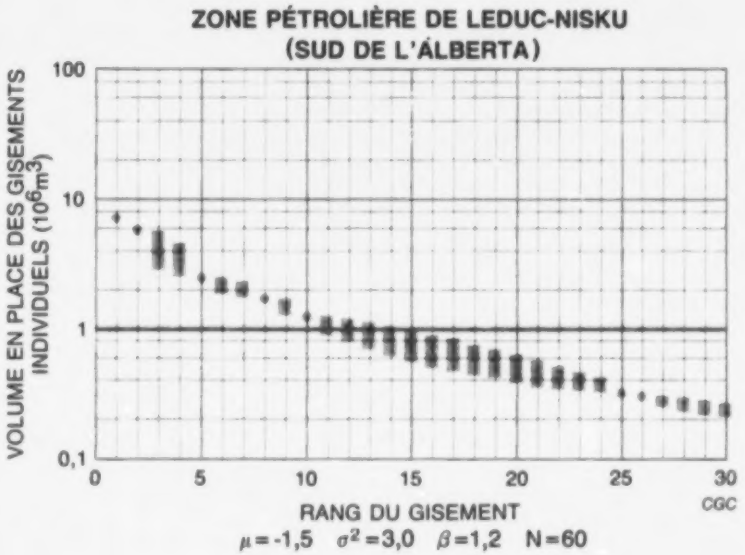


Figure 41

LE CARBONIFÈRE ET LE PERMIEN

Les successions carbonifères et permiennes constituent une partie des séquences de Kaskaskia supérieur et d'Absaroka inférieur établies par Sloss (1963) et déposées sur la bordure ouest du craton de l'Amérique du Nord. Ces unités sont séparées des couches famenniennes sous-jacentes par des discordances (peu importantes) ou des lacunes très répandues. Il n'existe probablement pas de discordance régionale marquée.

Les couches du Famennien supérieur des formations principalement carbonifères, notamment les formations d'Exshaw et Bakken qui reposent sur les formations Wabamun, Big Valley ou Torquay, sont traitées dans le présent chapitre du fait qu'elles sont relativement minces, qu'elles ne se différencient pas lithologiquement des couches carbonifères sus-jacentes et qu'elles sont séparées des couches famenniennes sous-jacentes par des discordances ou des lacunes.

Dans presque tout le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les couches mésozoïques reposent en discordance sur les successions carbonifères. Toutefois, dans la majeure partie des montagnes Rocheuses, dans la partie nord des contreforts et dans la majeure partie des plaines intérieures du nord-est de la Colombie-Britannique et de la région de Peace River, dans le nord de l'Alberta, les couches permiennes reposent en discordance sur les sédiments carbonifères. Les roches permiennes qui ont été conservées sont en général recouvertes en discordance par des unités triasiques, bien que dans le nord de la Colombie-Britannique, des roches aussi récentes que celles du Crétacé peuvent reposer directement sur les roches permiennes.

À l'est et au nord, les limites de subsurface des roches carbonifères et permiennes sont définies par plusieurs épisodes d'érosion survenus au Mésozoïque. La bordure ouest des montagnes Rocheuses se situe à l'extérieur des limites d'exploration pétrolière du présent rapport. La limite sud de la région étudiée coïncide avec la frontière internationale, bien que la sédimentation se soit poursuivie jusqu'au sein du bassin de Williston dans le centre ouest des États-Unis (fig. 42).

MODE DE SÉDIMENTATION

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien comporte deux centres de sédimentation de roches carbonifères. Ces deux points (la baie de Peace River et le bassin de Williston) sont séparés par la plate-forme de l'Alberta (fig. 42). Les roches permiennes sont répandues dans la baie de Peace River, mais absentes dans la partie canadienne du bassin de Williston (fig. 44). Ces centres de sédimentation se fusionnent vers l'ouest à la fosse de Prophet, d'âge carbonifère, et à la fosse d'Ishbel, d'âge permien (Henderson *et coll.*, sous presse; Richards *et coll.*, sous presse), vers la plate-forme de l'Alberta. L'étendue de ces deux centres de sédimentation a progressivement diminué au cours du Carbonifère pendant que les plates-formes adjacentes prenaient de l'expansion. Ces plates-formes contiennent des sédiments déposés en milieu d'eau peu profonde dont l'accumulation a été interrompue par des épisodes d'érosion.

L'expansion des régions de bassin et leur diminution ultérieure ont été causées par un fléchissement régional et un morcellement par failles local au cours de plusieurs événements discontinus survenus entre la fin du Dévonien et le Permien. La superposition de plusieurs transgressions marines sur le bassin en évolution au cours de la sédimentation des roches carbonatées et détritiques a eu pour effet de créer des configurations de faciès très variées. Les associations de quatre faciès principaux ont été identifiées et constituent la base de l'interprétation paléo-environnementale des sédiments carbonifères du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Les unités de la première association de faciès ont été déposées dans un bassin à eau calme. Les shales à haute teneur en matière organique déposés en milieu d'eau profonde anaérobie (unité de shale noir d'Exshaw, niveau inférieur de Bakken) se transforment vers le haut en siltstone et grès

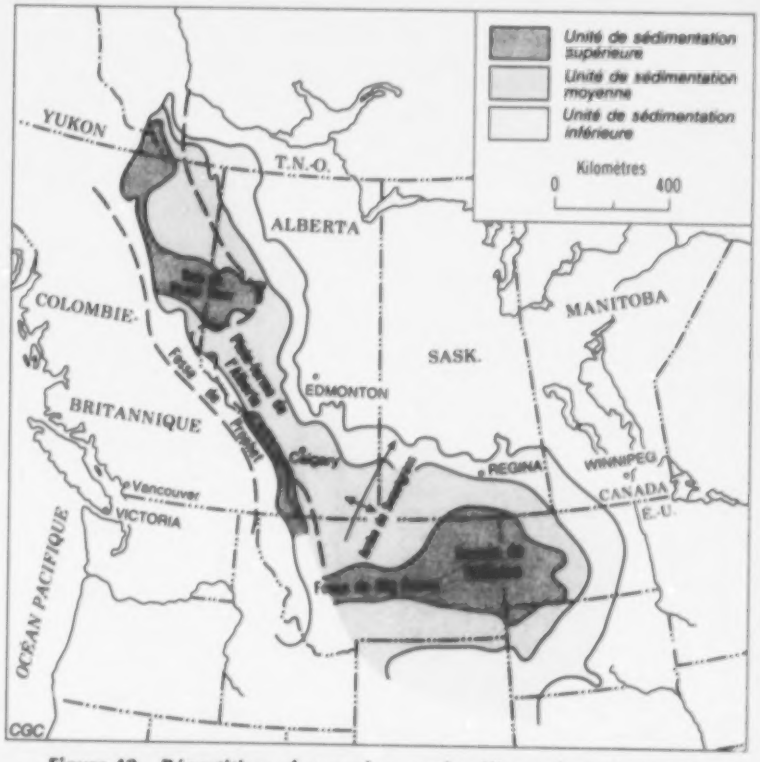


Figure 42. Répartition des roches carbonifères dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les tirets indiquent la position approximative de la fosse de Prophet et de la baie de Peace River au Tournaisien supérieur (d'après Richards *et al.*, sous presse).

marins déposés en milieu marin aérobie de type normal (niveau supérieur d'Exshaw, niveau intermédiaire de Bakken) ou en fines couches de calcaire, de mudstone calcaire, de mudstone et de wackestone argileux, bitumineux (base de la formation de Banff, niveau supérieur de Bakken) et siliceux (à spicules) (Banff, Lodgepole) (Richards *et coll.*, sous presse).

La deuxième association de faciès est composée de roches carbonatées et détritiques de talus et de roches carbonatées de plate-forme déposées en milieu marin. Les sédiments de bassin adoptent, vers le haut et en direction de l'est au nord-est, des faciès de talus qui se transforment vers le haut en roches carbonatées d'eau agitée déposées sur des plateaux et des plates-formes non protégées. Contrairement au Dévonien, on ne trouve pas de formations récifales sur les bordures des plates-formes, mais plutôt des grainstones oolitiques ou bioclastiques composés principalement de fragments d'échinodermes et de bryozoaires. Des buttes waulsortiennes se sont formées à certains endroits sur des versants de roches carbonatées. Sur ces sédiments déposés en eau agitée reposent des roches carbonatées et des évaporites de zone infratidale à supratidale confinée qui s'échelonnent graduellement vers le continent. Par suite de nombreuses transgressions et régressions, le dépôt des roches carbonatées de plate-forme du Carbonifère correspond à des périodes de nature cyclique à hémicyclique.

La troisième association de faciès a été déposée en milieu clastique de delta et de proche littoral (formations de Kiskatinaw et Mattson). Ce faciès se compose de shales prodeltaïques, de siltstones et de grès de front de delta, de grès, de siltstones et de shales d'effluents et de plaines d'inondation, ainsi que de dépôts marécageux ou lagunaires. Des dolomies et des calcaires marins s'intercalent de façon générale au faciès deltaïque terrigène.

La quatrième association de faciès est composée de grès et de roches carbonatées interstratifiés de nature marine et couvrant une grande étendue; ces derniers ont été déposés en milieu qui varie du type de talus au type néritique et supratidal peu profond (formations de Taylor Flat, Kibbey, Etherington, Mattson et Belloy). Les dépôts équivalents en eau plus profonde sont des shales et des siltstones (formations de Besa River et Golata).

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE

Les dépôts carbonifères, du sud-ouest du Manitoba au sud-ouest du district de Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest), ont été divisés en fonction de leur lithologie et de leur évolution sédimentaire dans les unités de sédimentation inférieure, intermédiaire et supérieure (tableau 23) établies par Richards *et coll.*, (sous presse). Du centre est de la Colombie-Britannique au sud-ouest du district de Mackenzie, les trois unités sont superposées et passent, en direction du bassin, à une quatrième unité de sédimentation, la formation de Besa River. La succession permienne a été divisée en une unité inférieure d'âge assélien à artinskien et en une unité supérieure d'âge artinskien à kazanien (Henderson *et coll.*, sous presse). L'unité supérieure ne figure pas sur le tableau 23 puisqu'elle est restreinte aux affleurements montagneux.

L'unité de sédimentation inférieure du Carbonifère repose sur des sédiments de bassin et de plate-forme du Dévonien (Famennien). Dans la plupart des régions, une lacune (probablement pas une surface d'érosion subaérienne) sépare les sédiments dévoniens sous-jacents de ceux de l'unité de sédimentation inférieure. Dans la majeure partie du centre des montagnes Rocheuses (entre 52°30'N et 54°30'N environ) cependant, une discordance d'érosion importante sépare l'unité de sédimentation inférieure des shales dévoniens sous-jacents. L'unité d'Exshaw a disparu de la plus grande partie de la région par suite d'une érosion antérieure à la formation de Banff. L'unité de sédimentation inférieure a été déposée au cours de deux cycles caractérisés par un dépôt en eau de moins en moins profonde vers le haut et séparés par une discordance mineure; cette séquence représente deux événements de transgression et de régression. Le cycle inférieur se trouve au sein des formations d'Exshaw et de Bakken (niveaux inférieur et intermédiaire) et se compose de shales noirs à haute teneur en matière organique surmontés de siltstones et de grès. Le cycle supérieur comporte lui aussi une unité de shales noirs de base (niveau supérieur de la formation de Bakken ou base de la formation de Banff). Il se transforme vers le haut en roches détritiques et carbonatées de Banff et de Lodgepole déposées en milieu de plate-forme et de bassin. En général, sur la plate-forme de l'Alberta, la partie inférieure de ce cycle est composée de shale, de spiculite et de mudstone et wackestone calcaires sur lesquels repose du grainstone

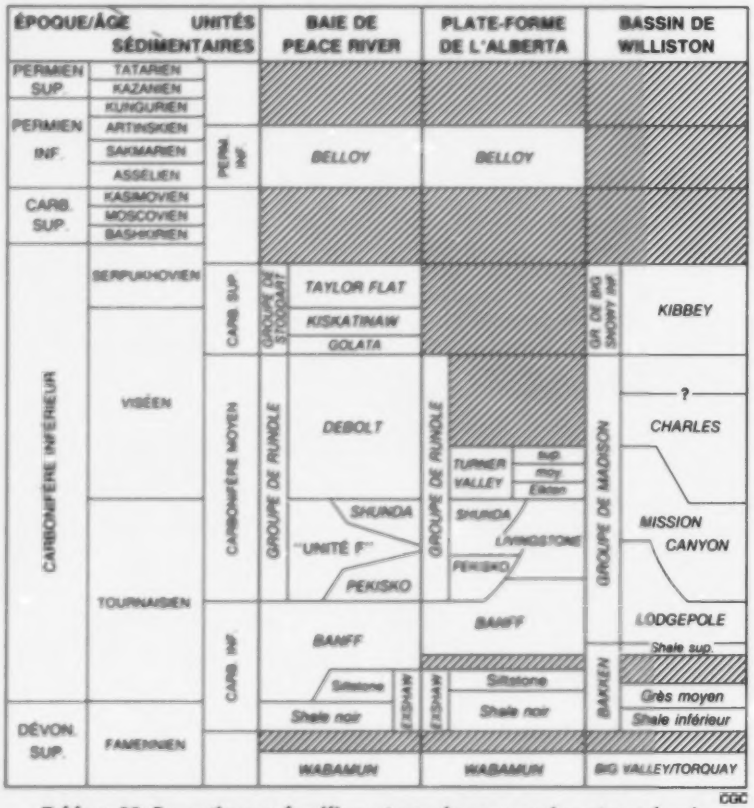


Tableau 23. Formations carbonifères et permiennes sous-jacentes au bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

calcaire déposé en milieu de forte énergie (eau agitée) dans une zone passant du type de talus supérieur à celui de plate-forme. Ce grainstone se transforme vers le haut et vers le paléolittoral en roches carbonatées, grès et shales déposés en milieu de faible énergie de nature infratidale à supratidale; ces dépôts constituent la partie supérieure du cycle (Richards *et coll.*, sous presse). Le craton instable du sud de l'Alberta était un prolongement septentrional du craton instable du centre et de l'ouest du Montana. Le sud de l'Alberta constituait une voie marine reliant le bassin de Williston à la fosse de Prophet. Dans le sud de l'Alberta, les zones de faciès suivent une direction générale vers l'est. Des roches de bassin se sont déposées vers le sud en eau progressivement plus profonde.

Pendant la sédimentation de l'unité intermédiaire du Carbonifère (du Tournaisien moyen au Viséen supérieur), un soulèvement mineur et continu dans la région de l'arche de Sweetgrass, dans le sud de l'Alberta, a eu pour effet de fermer progressivement le bassin de Williston. Le contact inférieur de l'unité de sédimentation est concordant dans le bassin de Williston et dans presque toute la fosse de Prophet mais est légèrement discordant sur une grande partie de la plate-forme de l'Alberta. Cette unité se compose d'une succession d'unités de roches carbonatées de plate-forme, de talus et de bassin déposées en général en eau de moins en moins profonde vers le haut au cours de plusieurs cycles de transgression et de régression. Dans les sédiments de plate-forme, de nombreux cycles commencent avec une succession de grainstones bioclastiques ou oolitiques formés en milieu de forte énergie.

Ces sédiments de base se transforment vers le haut en roches carbonatées, shales et évaporites de nature lagunaire à supratidale. Dans le bassin de Williston, les sédiments de plate-forme s'avancent au-dessus des sédiments de talus de la formation de Lodgepole avec lesquels ils s'interdigitent. Dans la baie de Peace River, ces sédiments reposent sur la formation de Banff ou s'interdigitent au faciès de talus de la formation de Prophet et d'une formation appelée unité F (Richards *et coll.*, sous presse). Sur la plate-forme de l'Alberta, ils reposent sur des sédiments déposés en milieu d'eau peu profonde de la formation de Banff. L'unité de sédimentation intermédiaire comprend, dans la baie de Peace River et vers le nord, la formation F, les formations de Pekisko, Shunda et Debolt; les formations de Pekisko, Shunda, Turner Valley et Livingstone, de la plate-forme de l'Alberta et les formations de Mission Canyon et Charles, dans le bassin de Williston (tableau 23) (Richards *et coll.*, sous presse).

L'unité de sédimentation supérieure (du Viséen supérieur au Serpukhovien) est généralement absente de la vaste plate-forme de l'Alberta, soit qu'elle n'y ait pas été déposée, soit qu'elle ait été érodée. Aux endroits où elle est présente, dans la baie de Peace River et le bassin de Williston, elle repose en concordance sur des roches de l'unité de sédimentation intermédiaire (Richards *et coll.*, sous presse). Dans la baie de Peace River, elle est composée de shale prodeltaïque de Golata surmonté de grès de Kiskatinaw fluvio-deltaïque et marin déposé à faible profondeur. Les roches carbonatées marines de Taylor Flat surmontent l'unité de sédimentation supérieure (tableau 23). Les roches équivalentes présentes dans le sous-sol du nord-est de la Colombie-Britannique ont été mises en place dans la fosse de Prophet (fig. 42) et sont constituées, entre autres, de shale prodeltaïque de Golata ainsi que de grès, de shale et de roches carbonatées fluvio-deltaïques et marins de la formation de Mattson.

Dans le bassin de Williston, l'unité de sédimentation supérieure est représentée par des grès, des siltstones, des évaporites et des roches carbonatées de la formation de Kibbey qui ont été déposés en milieu marin de nature intertidale à marginale.

Le Permien est représenté par la formation de Belloy (de l'Assélien à l'Artinskien), sous la baie de Peace River, et par les formations de Kindle (de l'Assélien à l'Artinskien inférieur) et de Fantasque (de l'Artinskien supérieur au Kazanien), dans les contreforts et sur les plaines intérieures du nord-est de la Colombie-Britannique. Il est séparé des roches carbonifères par une surface d'érosion sur laquelle repose en discordance des roches triasiques ou jurassiques. Le morcellement par failles qui a eu lieu en même temps que la sédimentation (ou avant le Permien) dans la baie a causé le paléorelief varié qui a influé à son tour sur la répartition des lithofaciès. Dans la formation de Belloy, les membres inférieur et supérieur contiennent surtout des roches carbonatées et sont séparés par un membre de grès. La mise en place de ces trois membres s'est faite dans un milieu marin peu profond (Halbertsma, 1959; Henderson *et coll.*, sous presse; et Naqvi, 1972).

Figure 43. Secteurs d'exploration pétrolière du Carbonifère, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La zone est définie à l'est par la limite d'érosion du Carbonifère, au sud par la frontière internationale et à l'ouest par les montagnes Rocheuses ou la limite thermométamorphique du Carbonifère.

OCCURRENCES DE PÉTROLE

Environ 18 % des réserves en place de pétrole conventionnel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se trouvent à l'intérieur de sédiments carbonifères et permiens. Le pétrole est en grande partie piégé sous des couches discordantes dans le sud-est de la Saskatchewan, le sud-ouest du Manitoba et le centre de l'Alberta. Ces pièges se sont formés à la troncature nord-est des couches-réservoirs composées de roches carbonatées de plate-forme, ainsi que dans les avant-buttes situées immédiatement au-delà de cette limite (fig. 54). Les roches-réservoirs se composent surtout de grainstones et de packstones qui ont été dolomitisés au cours de plusieurs périodes d'érosion à la fin du Paléozoïque et au Mésozoïque. Des roches-barrières d'origine continentale et marine, datant du Mésozoïque, recouvrent et entourent les roches-réservoirs. Des roches-barrières semblables se sont aussi formées par cimentation au niveau de la couche discordante située entre le Carbonifère et le Mésozoïque. Des couches carbonatées et évaporitiques de milieu marin fermé de nature infratidale à supratidale, qui recouvrent chaque cycle de transgression et de régression du Carbonifère, jouent souvent le rôle de roches-barrières (Kent, 1984). Les couches mères proviennent de la sédimentation en eau plus profonde. Elles se situent actuellement sous les gisements de pétrole et en aval-pendage de ceux-ci (Brooks *et coll.*, 1987; Osadetz et Snowdon, 1986). La migration et le piégeage ont peut-être eu lieu de la fin du Crétacé au Tertiaire.

Au Carbonifère et au Permien, les pièges structuraux sont de moindre importance. On observe des pièges associés aux plis de compression et aux failles chevauchantes de phase laramienne dans la zone des contreforts de l'Ouest canadien; des failles tabulaires et les plis connexes dans la baie de Peace River (nombre d'entre eux ayant été réactivés au cours du Mésozoïque); et des structures de dissolution du sel, de failles tabulaires et d'impact météoritique (Sawatzky, 1975) dans le bassin de Williston. Les roches-réservoirs et roches-barrières y sont semblables à celles reconnues dans les pièges discordants.

De plus, il y a eu accumulation de pétrole dans des pièges stratigraphiques associés à des changements de diagenèse ou de faciès de sédimentation survenus au cours de tout cycle de sédimentation donné.

La plupart des zones pétrolières liées à des discordances ont fait l'objet de nombreux projets d'exploration et de mise en valeur. Les premières explorations ont commencé il y a plus de quatre décennies. En général, les travaux d'exploration ont été plus importants à la suite de la première découverte qui a été faite le long de la direction générale bordant une roche-réservoir particulière, permettant de localiser rapidement la plupart des grandes accumulations de pétrole. Les zones pétrolières à pièges structuraux du Carbonifère et du Permien se trouvent dans des régions caractérisées par la présence de gaz naturel, phénomène qui rend plus difficile l'évaluation du potentiel en ressources pétrolières. Les zones pétrolières à pièges stratigraphiques sont soit non prouvées ou possibles et peuvent constituer une éventuelle ressource pétrolière d'importance à condition que des techniques d'exploration appropriées soient

SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE

Dans le Carbonifère et le Permien du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, on compte quatre secteurs d'exploration pétrolière qui ont été définis en fonction de leur géographie particulière, de la nature des roches mères et de la migration du pétrole, ainsi que de la configuration des pièges (fig. 43). Les secteurs du bassin de Williston, de la plate-forme de l'Alberta et de Peace River partagent un lien géographique direct avec les éléments tectoniques et sédimentaires d'âge carbonifère du bassin. Le quatrième secteur est celui des contreforts qui a été défini en fonction de la déformation laramienne. Il comporte certains éléments sédimentaires des secteurs de Peace River et de la plate-forme de l'Alberta mais est situé dans la zone gazifère, à l'exception d'un champ, et ne fait donc pas l'objet d'un traitement distinct.

Le Carbonifère est la principale cible d'exploration pétrolière de la partie canadienne du bassin de Williston ainsi que du secteur des contreforts, mais son importance relative diminue dans le reste de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. La plupart des réserves carbonifères et permiennes (94 %) occupent des roches-réservoirs de l'unité de sédimentation intermédiaire des secteurs de la plate-forme de l'Alberta et du bassin de Williston.

L'exploration de sites d'intérêt du Carbonifère se limite à la région bornée à l'est et au nord par la limite d'érosion, à l'ouest, par la limite thermométamorphique du Carbonifère et la bordure orientale du chaînon frontal des montagnes Rocheuses et au sud, par la frontière internationale.

SECTEUR DE PEACE RIVER

Le secteur de Peace River comprend la baie de Peace River et la fosse de Prophet du Carbonifère, dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. Il est délimité à l'ouest par la limite orientale des contreforts et au sud, à l'est et au nord, par la plate-forme de l'Alberta (fig. 43).

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Les roches des trois unités de sédimentation carbonifères et de la formation permienne de Belloy ont été déposées et sont demeurées dans la baie de Peace River (fig. 42 et 44). Les formations permiennes de Kindle et Fantasque ont été déposées dans la fosse adjacente de Prophet. La puissance et la répartition des unités ont été fortement touchées par le même mouvement épirogénique qui a créé la baie à la fin du Paléozoïque (Lavoie, 1958). L'évolution sédimentaire et tectonique de cet intervalle sont traitées en détail par Richards *et coll.* (sous presse) et Henderson *et coll.*, (sous presse).

L'unité de sédimentation inférieure du Carbonifère se compose de sédiments du cycle de shale noir à siltstone de bassin de la formation d'Exshaw et des sédiments du cycle de Banff sus-jacent. La subsidence qui a causé la formation de la baie de Peace River a eu lieu avant et pendant la sédimentation de la formation d'Exshaw (de la fin du Famennien au Tournaisien inférieur), bien que des parties de l'ancien système d'arches du Dévonien soient demeurées à la surface comme en témoigne la présence par endroits de roches clastiques grossières de Banff reposant directement sur le socle cristallin précambrien. Une subsidence plus prononcée au cours du début du Tournaisien moyen s'est traduite par la sédimentation très répandue de shale et de mudstone calcaire de bassin dans la partie inférieure de la formation de Banff. La partie supérieure de cette formation est composée de grainstone et de packstone, dont le type varie de celui de talus à celui de plate-

forme, sur lesquels reposent des roches carbonatées déposées en milieu confiné et dont le type varie de celui de plate-forme à celui de zone supratidale. À cette époque, la baie de Peace River était reliée à la fosse de Prophet à l'ouest et se différenciait mal de la plate-forme de l'Alberta environnante.

Au cours du dépôt de l'unité de sédimentation intermédiaire, la baie est demeurée reliée à la fosse de Prophet mais s'est davantage différenciée par rapport à la plate-forme de l'Alberta. Au cours de cet intervalle, la baie de Peace River était nettement subsidente par rapport à la plate-forme de l'Alberta, par suite, en grande partie, d'un morcellement par failles et d'une flexure régionale. Une formation appelée unité F (Richards *et coll.*, sous presse) est la composante la plus ancienne de l'unité de sédimentation intermédiaire et est composée de shale et de roches carbonatées de talus et de plate-forme qui correspondent aux sédiments latéraux déposés en milieu d'eau moyennement profonde des formations de Pekisko et Shunda, de la plate-forme de l'Alberta. Des roches carbonatées de la formation de Shunda, déposées en milieu marin confiné et dont le type varie de celui de plate-forme à celui de zone supratidale, reposent par endroits sur l'unité F.

La formation de Debolt repose en concordance sur la formation de Shunda à l'est et sur l'unité F à l'ouest, et représente un second cycle important de sédimentation par transgressions et régressions. Elle est composée de plusieurs cycles mineurs de roches carbonatées de milieu de plate-forme ouverte qui se transforment vers le haut en roches carbonatées de milieu marin fermé dont le type varie de celui de plate-forme à celui de zone supratidale.

Au cours de l'accumulation des sédiments du Viséen supérieur et du Serpukhovien de l'unité de sédimentation supérieure, la baie de Peace River était bien délimitée tout en restant ouverte vers l'ouest en direction de la fosse de Prophet. Pendant la fin du Viséen, la bordure nord de la baie s'est accentuée davantage à mesure que la bordure est de la fosse de Prophet reculait vers le bassin (vers l'ouest). Des épisodes actifs de morcellement par failles dans la baie de Peace River ont eu pour effet de faire varier rapidement l'épaisseur des formations de Golata, Kiskatinaw et Taylor Flat. Plusieurs phases de transgressions et régressions mineures ont eu lieu au cours de cette période de sédimentation de nature surtout clastique. Sur les shales prodeltaïques de Golata reposent des sédiments fluviodeltaïques et peut-être même des sédiments de talus composés de grès, de shale et de

Figure 44. Répartition des roches permiennes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les tirets indiquent la position approximative de la fosse d'Ishbel (d'après Henderson *et al.*, sous presse).

roches carbonatées de Kiskatinaw, d'origine marine. Les roches carbonatées et les grès marins de Taylor Flat constituent l'unité carbonifère la plus récente de la baie, à l'est des montagnes Rocheuses. Au sein de la zone souterraine de la fosse de Prophet, à l'ouest de la zone de failles de Bovie dans le nord-est de la Colombie-Britannique, ont été mises en place au cours de la fin du Viséen et du Serpukhovien les formations de Golata et Mattson qui contiennent des shales prodeltaïques et des grès fluviodeltaïques provenant surtout du nord.

Au cours de la dernière partie du Carbonifère et au début du Permien, un affaissement du socle et un morcellement par failles se sont produits sur une grande étendue de la baie de Peace River, lieu de dépôt de la formation de Belloy au cours de l'Assélien à l'Artinskien inférieur. Cette formation est composée de trois membres non formellement reconnus : un membre de roches carbonatées inférieur, un membre de grès intermédiaire et un membre de roches carbonatées supérieur, tous les trois contenant du grès. Vers l'ouest, cette formation se transforme en shale et en siltstone (formation de Kindle) déposés dans la fosse d'Ishbel (fig. 44).

L'érosion post-Belloy, due soit à des soulèvements ou à une régression, a fait disparaître une grande partie de la formation de Belloy dans la région.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Dans les zones pétrolières d'âge carbonifère et permien du secteur de Peace River, on a découvert à ce jour 41 x 10^6 m^3 PEP, soit environ 3 % du pétrole en place découvert dans les roches carbonifères et permiennes du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La plupart des pièges sont de type structural ou composite (structuro-stratigraphique), formés par réactivation post-Belloy des structures de Peace River. Les roches-réservoirs comprennent entre autres des grès de Belloy et de Kiskatinaw et des roches carbonatées de Debolt. Les roches-barrières sont composées de shales, de siltstones ou de roches carbonatées imperméables d'âge équivalent ainsi que de shales mésozoïques. Dans ce secteur, les gisements d'hydrocarbures contiennent surtout du gaz, en raison de la nature de la roche mère ou de sa maturité à l'époque de la déformation et de la formation des pièges.

ZONES PÉTROLIÈRES

On a analysé quatre zones pétrolières prouvées et cinq zones possibles se trouvant dans les systèmes carbonifère et permien du secteur de Peace River. Les deux familles de zones sont décrites dans la section suivante, mais une seule des zones prouvées fait l'objet d'une analyse quantitative. Le potentiel en pétrole non découvert de ce secteur serait inférieur à celui des autres régions, étant donné qu'il a tendance à renfermer plus de gaz naturel que le pétrole.

Zones pétrolières possibles

Dans le cadre de cette évaluation, on a étudié cinq zones possibles dans un secteur qui compte actuellement peu de réserves de pétrole. Le fait important à considérer dans chacune de ces zones est que la formation et la migration des hydrocarbures ont peut-être eu lieu avant la formation des pièges, en particulier lorsque le piège est le produit du morcellement par failles dans la baie de Peace River. L'un des facteurs positifs quant à l'évaluation du potentiel est lié au fait que quelques puits ont été forés à l'extérieur des structures de ce secteur. Les pièges stratigraphiques qui pourraient se trouver à ces endroits n'ont pas donné lieu à suffisamment de travaux d'exploration pour être complètement écartés de toute considération.

Dans les unités carbonatées de plate-forme de la **formation de Banff**, se trouvent deux zones possibles. L'une contient des pièges **structuraux** liés à une augmentation de la porosité, l'autre contient des pièges **stratigraphiques** liés à une porosité de sédimentation ou une porosité de diagenèse précoce dans cette formation habituellement imperméable.

L'unité F peut aussi contenir du pétrole dans des pièges structuraux ou stratigraphiques composés de grainstone de plate-forme, de coulées de débris carbonatés de talus ou de roches-réservoirs voûtées du Waulsortien.

En raison de leur nature cyclique, les roches carbonatées de plate-forme de la formation de **Debolt** pourraient contenir des pièges stratigraphiques à condition d'être suffisamment poreuses et d'être reliées aux trajectoires de migration du pétrole.

Enfin, la **formation de Mattson** dans le sous-sol du nord-est de la Colombie-Britannique et dans la partie sud du district de Mackenzie pourrait contenir du pétrole dans des pièges structuraux ou dans des pièges stratigraphiques variés d'origine deltaïque.

TABLEAU 24

ZONE PÉTROLIÈRE DE BELLOY (PEACE RIVER)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Eagle West A1	21,60	1976
2	Stoddart West	6,79	1970
3	Eagle B	4,79	1973
4	Eagle West A2	4,47	1976
9	Stoddart South A	0,90	1978
10	Stoddart C	0,72	1964
21	Stoddart South C	0,11	1979
22	6-21-85-19	0,10	1979
23	Fort St. John D	0,09	1972
24	6-25-85-20	0,07	1979
25	Belloy A	0,07	1951
26	16-19-85-19	0,06	1979
27	Stoddart South A	0,06	1979
29	Two Rivers B	0,04	1979

- **Total des découvertes : 14**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 14**
- **Population totale de gisements : 40**

Zones pétrolières prouvées

La zone pétrolière de Belloy (Peace River) est la seule zone prouvée de ce secteur dans laquelle on a réalisé un nombre suffisant de découvertes pour justifier une analyse détaillée par le modèle du processus de découverte.

Deux zones pétrolières distinctes contiennent des roches de la formation de Debolt, l'une est liée aux structures du secteur de Peace River, l'autre à la déformation laramienne observée à proximité des contreforts. La zone pétrolière de **Debolt (Peace River)** renferme en général des pièges structuraux contenant du gaz mais on y trouve aussi trois gisements de pétrole à puits unique à Normandville, Eaglesham et George (Alberta). Les roches-réservoirs sont habituellement des dolomies cristallines grossières interstratifiées avec des roches-barrières composées de calcaire argileux. Le pétrole que l'on trouve à Normandville et à Eaglesham est peut-être lié au pétrole dévonien sous-jacent qui a migré dans les réseaux de failles et de fractures de la fosse de Debolt. Les gisements contiennent moins de 0,5 x 10^6 m^3 PEP et leur facteur de récupération est faible (moins de 10 %).

La zone pétrolière **structurale de Debolt** se limite à la partie ouest du secteur où la déformation laramienne caractérisant les contreforts se prolonge sous la région des plaines. On n'a découvert qu'un seul champ pétrolier, le Blueberry, qui contient quatre gisements dont le volume total atteint 10,5 x 10^6 m^3 PEP. Ce champ est situé sur un long anticlinal à direction nord-ouest, décalé par des failles plus récentes. La roche-réservoir de Debolt est composée de grainstone et de packstone de plate-forme dolomitisés qui s'étendent près de la discordance pré-mésozoïque. On ne connaît pas les causes de cette accumulation exceptionnelle de pétrole à Blueberry, dans une zone principalement gazifère.

Dans la zone pétrolière de **Kiskatinaw**, se trouvent deux gisements de pétrole, soit à Joséphine et à Shane (Alberta), dans des pièges stratigraphiques contenus dans des grès déposés par inondation de chenaux d'effluents. Ces grès constituent des cibles d'exploration prometteuses malgré leur petit volume (inférieur à 1 x 10^6 m^3 PEP) étant donné qu'ils ne nécessitent peut-être pas de barrière structurale.

BELLOY (PEACE RIVER)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des pièges structuro-stratigraphiques formés dans les roches de la formation de Belloy qui font partie de structures limitées par des failles, dans la baie de Peace River.

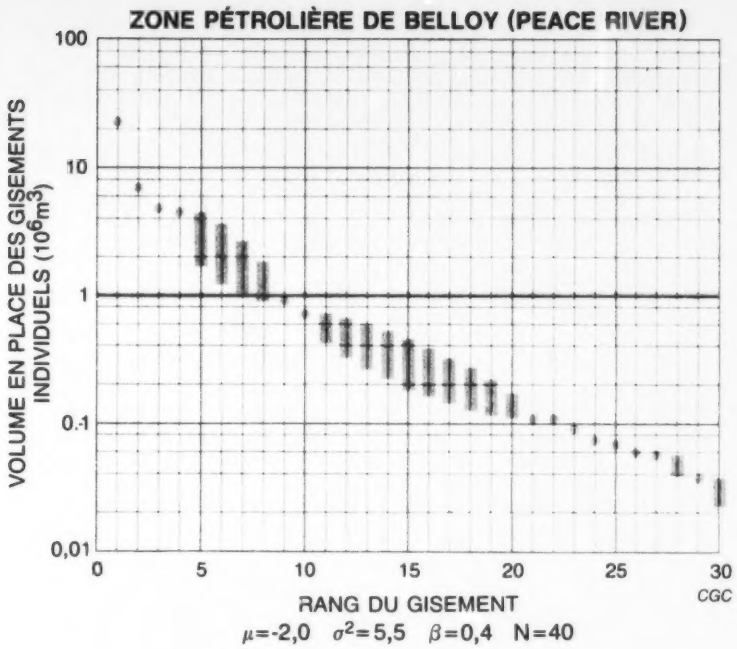


Figure 45

Cette zone est délimitée à l'ouest par la zone déformée, au nord et à l'est par la limite d'érosion de Belloy et au sud par la déformation structurale de Peace River (fig. 46).

Géologie : La formation de Belloy est composée de dolomie sableuse coquillière et de grès quartzique dolomitique finement grenus, arrondis et évolués, déposés en milieu quasi-littoral d'eau marine peu profonde. Les pièges se présentent dans des horst locaux et régionaux dans lesquels les roches-réservoirs se transforment en roches-barrières par changement de faciès et par troncature par des roches mésozoïques. La formation de failles avant, et probablement pendant, le Permien a contrôlé la répartition du faciès de Belloy, tandis que la formation de failles post-permiennes a contrôlé l'érosion mésozoïque. Bien que l'accumulation de pétrole soit surtout attribuable à la présence d'éléments structuraux, la présence d'éléments stratigraphiques est aussi essentielle à la formation des pièges.

Dans cette zone pétrolière, les gisements sont contenus dans des roches-réservoirs gréseuses présentant une bonne perméabilité, une porosité variant de 10 à 20 %, une saturation en eau variant de 25 à 50 % et un facteur de récupération se situant entre 10 et 35 %. Une augmentation de la quantité de ciment dolomitique se traduit par une diminution correspondante de la qualité de la roche-réservoir. Les roches-barrières se composent de siltstone et de shale équivalant latéralement à la formation de Belloy et au shale sus-jacent d'âge mésozoïque. La roche mère était peut-être située dans les couches carbonifères sous-jacentes ou les couches triasiques sus-jacentes et le pétrole aurait migré pendant ou après la phase laramienne.

Historique de l'exploration: La première découverte de pétrole dans cette zone a été faite en 1951 dans le grand champ gazifère de Belloy, sur la faille de Belloy. D'autres découvertes importantes ont été faites ultérieurement à Eagle et à Stoddart au cours des années 70 (tableau 24). Cette zone pétrolière n'a pas suscité beaucoup d'intérêt depuis cette époque. Le volume total découvert à ce jour est de 40 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 14 gisements. Le volume des gisements varie de 0,04 à 21 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 11 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 26 gisements supplémentaires. Le volume des gisements les plus importants varie de 1 à 4 x 10^6 m^3 PEP (fig. 45).

SECTEUR DE LA PLATE-FORME DE L'ALBERTA

Le secteur de la plate-forme de l'Alberta comprend la zone comprise entre la limite d'érosion de Banff à l'est et au nord et les contreforts, à l'ouest, se prolongeant de l'arche de Sweetgrass au sud vers le district de Mackenzie (T.N.-O.) au sud-ouest. La baie de Peace River et la fosse de Prophet, dans le nord de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique, sont traitées dans un secteur distinct (fig. 42 et 43).

L'une des zones pétrolières comportant des pièges structuraux dans les contreforts de l'Alberta, la zone pétrolière de Turner Valley, devrait plutôt faire partie d'un secteur différent des contreforts. Étant donné que le traitement stratigraphique du secteur de la plate-forme de l'Alberta comprend logiquement la zone pétrolière de Turner Valley et qu'un seul champ est en cause, cette zone a été incluse, pour plus de commodité, dans le secteur de la plate-forme de l'Alberta.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

La succession carbonifère de la plate-forme de l'Alberta peut être subdivisée en trois unités de sédimentation (Richards *et coll.*, sous presse). Les sédiments de la formation d'Exshaw et ceux de la formation sus-jacente de Banff constituent l'unité de sédimentation inférieure. Le cycle d'Exshaw comprend l'unité inférieure de shale noir déposée en milieu d'eau moyennement profonde (au-dessous de la base des vagues par beau temps) et une unité sus-jacente de siltstone, de grès et de calcaire déposée en eau moyennement profonde à peu profonde (au-dessus de la base des vagues par beau temps).

Dans la plupart des cas, les roches de ce cycle reposent en discordance sur les formations dévoniennes de Wabamun ou de Big Valley et sont en général surmontées en discordance par la formation de Banff, qui

forme le second cycle déposé en eau de moins en moins profonde vers le haut. Au sein de la formation de Banff, le shale noir de base se transforme vers le haut en siltstone et roches carbonatées silteuses d'eau profonde qui sont à leur tour recouverts de sédiments de plate-forme carbonatée déposés en milieux dont le type varie de celui de talus à celui de zone infratidale peu profonde. Les roches carbonatées de zone infratidale peu profonde déposées en milieu marin confiné et les roches carbonatées, les grès, les siltstones et les shales de milieu intertidal à supratidal recouvrent ce cycle.

L'unité de sédimentation intermédiaire comprend cinq cycles principaux déposés en eau de moins en moins profonde vers le haut. Le grainstone de milieu marin de forte énergie constitue la partie transgressive à la base de ces cycles. Les roches carbonatées et les roches clastiques terrigènes finement grenues sus-jacentes témoignent d'une régression et d'une sédimentation en milieu marin confiné dont le type varie d'infratidal à supratidal. Les cinq cycles sont composés des couplets transgressifs-régressifs suivants : (1) formation de Pekisko - formation de Shunda, (2) membre d'Elkton - membre intermédiaire de Turner Valley; (3) membre supérieur de Turner Valley - membre Wileman de la formation de Mount Head; (4) membre de Baril - membre de Salter de la formation de Mount Head; et (5) membres de Loomis - membres de Marston et Carnarvon de la formation de Mount Head.

Dans la baie de Peace River et au nord de celle-ci, la partie inférieure de la formation de Debolt correspond à la formation de Turner Valley. Sur les plaines de la partie la plus méridionale de l'Alberta, les formations de Shunda et Turner Valley ont été corrélées à la formation de Livingstone. Presque toutes les roches du secteur de la plate-forme de l'Alberta, sauf celles des deux cycles inférieurs, ont été érodées par suite de plusieurs épisodes d'érosion survenus à la fin du Paléozoïque et au Mésozoïque. Ces roches ne se trouvent plus maintenant que dans l'ouest de l'Alberta où elles ont été disséquées et altérées le long de leur limite respective de sous-affleurement (fig. 42).

Les grès permiens de Belloy déposés en milieu marin peu profond ont été conservés entre deux discordances importantes, adjacentes au côté sud de la baie de Peace River (fig. 44). La nature incomplète de la coupe de Belloy et la répartition irrégulière du grès entre les discordances augmentent la difficulté d'interpréter correctement la stratigraphie et le milieu de sédimentation.

Contrairement aux secteurs de Williston et de Peace River, celui de la plate-forme de l'Alberta ne présente pas d'indices de mouvement épirogénique important au Carbonifère ou au Permien. Le seul événement tectonique important a été l'inclinaison vers l'ouest et le soulèvement des roches carbonifères au cours des orogenèses mésozoïques.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

La plupart des réserves de pétrole du secteur de la plate-forme de l'Alberta se trouvent dans des roches carbonatées de plate-forme déposées en milieu de forte énergie et faisant partie de la formation de Pekisko et du membre d'Elkton de la formation de Turner Valley; le pétrole s'est accumulé dans des pièges discordants le long de la bordure de sous-affleurement (fig. 46). Les roches-barrières comprennent des roches carbonatées et des shales déposés en milieu de faible énergie qui recouvrent chacune des parties inférieures transgressives des cinq principaux cycles carbonifères déposés en eau de moins en moins profonde vers le haut et des shales et des siltstones mésozoïques qui surmontent les roches-réservoirs. Les roches mères potentielles sont les shales et roches carbonatées de milieu d'eau profonde des formations d'Exshaw et de Banff et les shales marins sus-jacents du Mésozoïque. La migration du pétrole et la formation des pièges ont probablement eu lieu à la fin du Crétacé ou au début du Tertiaire.

La région la plus productive est une zone triangulaire située entre Harmattan, Twining et Medicine River, immédiatement au nord de Calgary. Les roches-réservoirs à la base des couches mésozoïques y sont aussi productives, phénomène qui semble indiquer que les gisements de pétrole carbonifères et mésozoïques situés à la discordance, ou près de cette dernière, peuvent contenir du pétrole dont la roche mère et la trajectoire de migration seraient les mêmes. Tous les gisements carbonifères comportent du gaz associé au pétrole.

Le volume total de pétrole en place dans le secteur de la plate-forme de l'Alberta, incluant la zone des contreforts de Turner Valley, est de 495 x 10^6 m^3. La plupart des gisements importants ont été découverts avant 1960; par la suite, seules quelques découvertes relativement peu importantes ont été faites.

ZONES PÉTROLIÈRES

Huit zones prouvées et trois zones possibles ont été analysées dans le Carbonifère et le Permien du secteur de la plate-forme de l'Alberta. Les deux familles de zones pétrolières sont décrites dans la section suivante, mais l'analyse quantitative des estimations porte sur seulement six des zones prouvées.

On a inclus les gisements de pétrole lourd dans l'évaluation de certaines zones pétrolières de ce secteur, dans les cas où ils se situent dans les limites géologiques et géographiques définies dans la zone en question.

Zones pétrolières possibles

Les seules zones possibles considérées dans cette région sont celles qui ont subi des changements de faciès sédimentaires ou diagénétiques, dans les **formations** d'**Elkton,** de **Shunda** et de **Pekisko**, en aval-pendage de leurs sous-affleurements respectifs. Ces unités sont en général imperméables au sud-ouest des sous-affleurements, de sorte que toute porosité créée en aval-pendage devrait produire un piège stratigraphique. On observe des éléments de pièges stratigraphiques dans le gisement de gaz d'Elkton à Brazeau, bien que cette zone soit aussi liée à la bordure en biseau d'Elkton. Le potentiel de ces zones pétrolières stratigraphiques est difficile à évaluer, étant donné qu'il n'existe aucune donnée pour établir l'étendue de la roche-réservoir et que son accès aux trajectoires de migration du pétrole demeure inconnu.

Zones pétrolières prouvées

Six des huit zones prouvées ont été évaluées en utilisant le modèle du processus de découverte. Les zones pétrolières des limites d'Elkton, de Pekisko et de Banff (centre de l'Alberta) sont des zones intensément explorées. Les zones pétrolières de l'arche de Sweetgrass, de la bordure de Banff (sud de l'Alberta) et de Desan en sont encore au stade de l'exploration active.

Dans deux des zones prouvées, le nombre insuffisant de découvertes ne permet pas une analyse en détail, sans compter que ces zones ont fait l'objet d'une exploration sommaire. La première est la zone pétrolière de la **limite de Belloy** dont deux gisements se trouvent dans des avant-buttes de grès de Belloy à Virginia Hills, au sud de la baie de Peace River (fig. 46). Les grès minces de Belloy forment d'excellentes roches-réservoirs avec une porosité variant de 10 à 30 % et une bonne perméabilité. Les roches-barrières latérales et inférieures sont des shales et des roches carbonatées de milieu marin confiné de la formation de Shunda, tandis que les roches-barrières supérieures sont des shales du Mésozoïque.

Cette zone pétrolière pourrait se rencontrer là où les couches principales de Belloy affleurent sous les couches du Mésozoïque du centre ouest de l'Alberta. L'exploration est d'autant plus difficile que l'on ne peut pas toujours recourir à des méthodes sismiques pour définir la bordure d'érosion de Belloy ou identifier les avant-buttes d'érosion situées à l'est de cette dernière.

La zone de **Turner Valley** est une deuxième zone prouvée ayant fait l'objet d'une exploration sommaire. Il s'agit d'une zone pétrolière à pièges structuraux située dans le secteur des contreforts; elle représente la composante est de la déformation de compression laramienne qui est àl'origine des montagnes Rocheuses. Cette zone comprend un certain nombre de lambeaux de charriage listriques imbriqués plongeant vers le sud-ouest et associés à des structures de plissement. La première découverte de gaz humide a été faite en 1914, à Turner Valley, dans un grès du Crétacé inférieur. La découverte du chapeau de gaz du Carbonière se situe en 1924 et celle de la portion pétrolière, en 1936. Il s'agissait de la première découverte importante de pétrole conventionnel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Le champ de Turner Valley, avec ses deux gisements, constitue la seule découverte de pétrole dans cette zone pétrolière. Les gisements occupent des roches-réservoirs composées de grainstone et packstone (dolomie de plate-forme) squelettiques de la formation de Turner Valley. Le champ s'étend sous la discordance mésozoïque, dans une fermeture anticlinale située au-dessus d'une simple faille chevauchante à plongement sud-ouest. Le volume total de pétrole en place dans les deux gisements s'élève à 159,4 x 10^6 m^3. Les causes de cette importante accumulation de pétrole dans une zone où l'on trouve habituellement du gaz n'ont pas encore été élucidées. Aussi longtemps que cette accumulation n'aura pas été mieux expliquée, le potentiel lié à cette zone pétrolière restera difficile à évaluer.

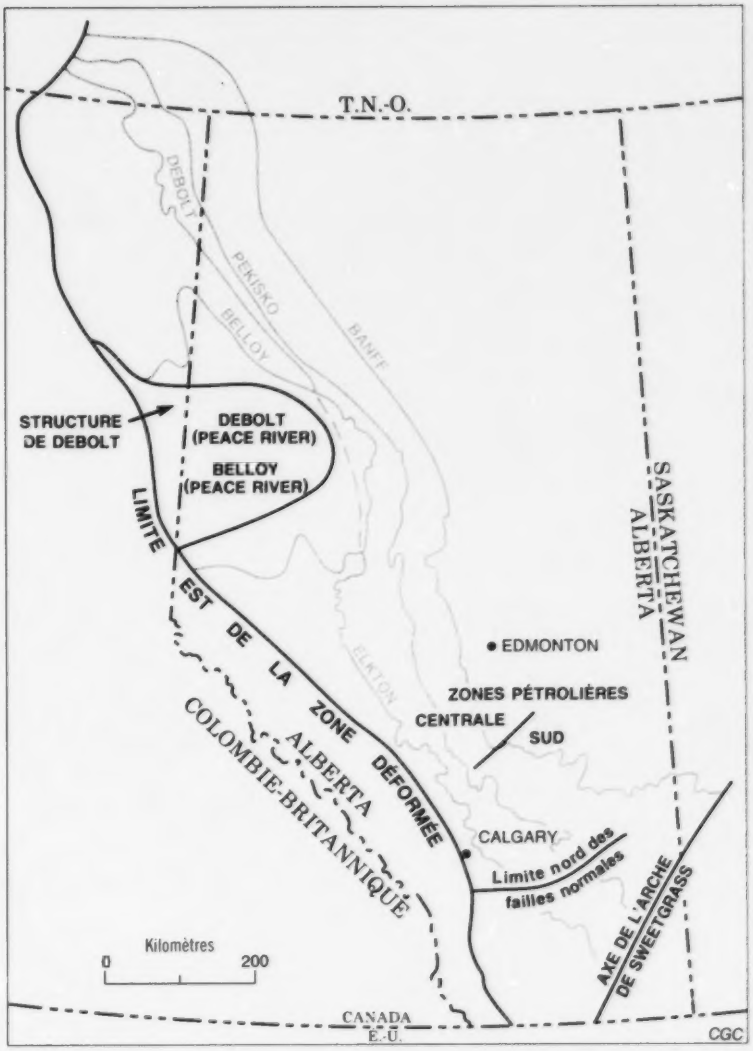


Figure 46. Limites d'érosion et zones pétrolières carbonifères, secteurs de Peace River et de la plate-forme de l'Alberta. Les zones pétrolières prouvées longent les limites d'érosion de chaque unité-réservoir.

CARBONIFÈRE (ARCHE DE SWEETGRASS)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des pièges structuraux et structuro-stratigraphiques formés dans les roches carbonatées des formations de Livingstone et Banff. Cette zone s'étend, dans le sud de l'Alberta, de l'arche de Sweetgrass à la bordure est de la zone déformée, et est définie au nord par la limite des failles normales (fig. 46).

Géologie : Les failles tabulaires et les anticlinaux associés au tectonisme laramien de l'arche de Sweetgrass forment des pièges structuraux dans les couches carbonifères. Cette déformation a contribué à accroître l'étendue des roches-réservoirs ou à en créer, par fracturation locale des roches carbonatées de plate-forme. La plupart des gisements de pétrole actuellement découverts se trouvent juste au-dessous des roches-barrières composées de shale et de siltstone du Jurassique, où les processus liés à la discordance ont aussi augmenté la porosité des roches-réservoirs de la section de Livingstone. D'autres gisements sont obturés par des roches carbonatées imperméables du Carbonifère. Les shales d'Exshaw ou de Bakken ont peut-être constitué la roche mère du pétrole dont la migration aurait été facilitée par les réseaux de fractures.

La superficie des gisements est en général inférieure à une section et leur intervalle productif net varie de 2 à 30 m, leur porosité de 5 à 16 % et leur facteur de récupération de 3 à 30 %.

Historique de l'exploration : Les premiers travaux d'exploration de l'Ouest canadien ont en partie porté sur des structures de l'arche de Sweetgrass qui pouvaient être cartographiées à partir de la surface, comme le gisement de pétrole Del Bonita découvert en 1936. Depuis cette époque, on a utilisé des méthodes sismiques pour déterminer les emplacements de forage le long d'éléments structuraux linéaires de grande étendue, mesure qui a permis de faire des découvertes de 1961 aux années 80. Comme plusieurs gisements ne renferment qu'un seul puits, ils n'ont pas été inclus dans le résumé des données.

Le volume total de pétrole en place découvert à ce jour est de 5 x 10^6 m^3 répartis dans 11 gisements qui contiennent de 0,04 à 2 x 10^6 m^3 PEP (tableau 25).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 12 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 29 gisements supplémentaires (fig. 47). Tous ces gisements seraient de dimension comparable aux gisements découverts.

Au sein de cette zone pétrolière, les forages effectués au-delà de la discordance mésozoïque sont relativement peu nombreux et, compte tenu de la présence d'accumulations de pétrole de petite dimension et de fermeture structurale, plusieurs gisements non découverts devraient s'y trouver.

TABLEAU 25

ZONE PÉTROLIÈRE DU CARBONIFÈRE (ARCHE DE SWEETGRASS)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
2	Claresholm A	1,92	1972
3	Claresholm B	1,34	1972
11	Reagan A	0,46	1958
12	Spring Coulee Rundle	0,41	1950
13	Del Bonita Rundle	0,40	1936
19	Keho Pekisko A	0,24	1979
22	Keho Elkton A	0,19	1973

- **Total des découvertes : 11**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 7**
- **Population totale de gisements : 40**

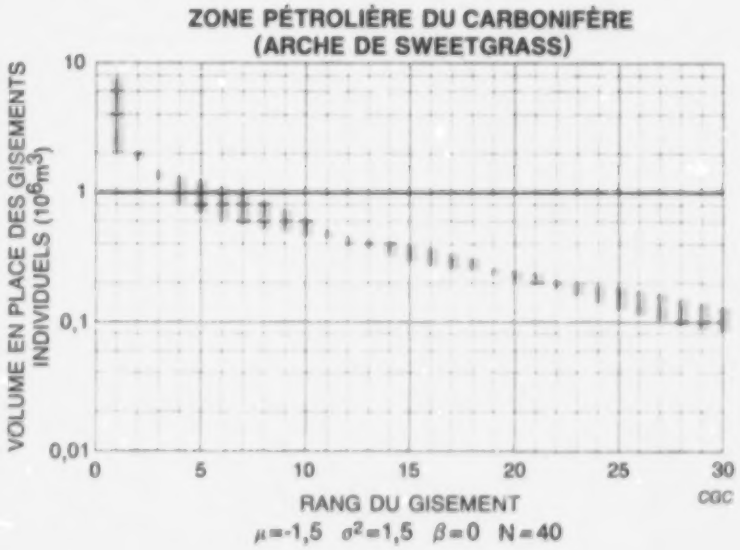


Figure 47

LIMITE DE BANFF (SUD DE L'ALBERTA)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des discordances ou des pièges stratigraphiques à l'interieur de roches carbonatées de plate-forme de la formation de Banff. Cette zone correspond à la partie de la limite d'érosion située entre les cantons 45 et 70 (fig. 46).

Géologie : La formation de Banff dans le sud de l'Alberta comprend un cycle épais de sédiments déposés en eau de moins en moins profonde vers le haut, composé à la base de mudstone calcaire argileux déposé en milieu d'eau marine profonde de faible énergie, d'un intervalle intermédiaire de wackestone, de packstone et de grainstone calcaires de milieu d'énergie plus élevée ainsi que d'un intervalle supérieur de shale et de wackestone calcaires déposés en eau peu profonde. L'unité intermédiaire forme la roche-réservoir dans des pièges situés à la discordance sub-mésozoïque, ou près de celle-ci. Les changements de faciès au sein de la formation de Banff ont contribué à la formation d'une composante stratigraphique dans certains pièges. Les shales mésozoïques constituent les roches-barrières des pièges et pourraient aussi en être les roches mères.

Historique de l'exploration : Il s'agit d'une zone pétrolière ayant fait l'objet d'une exploration sommaire et qui ne renferme au total que six gisements contenant moins de 1 x 10^6 m^3 PEP (tableau 26). Les récentes découvertes faites dans la région de Craigmyle augmenteront ce volume mais elles n'ont pas été incluses dans le présent résumé. Le taux de production des gisements est en général faible (inférieur à 10 m^3/d), tout comme leur facteur de récupération (inférieur à 20 %).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 1 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 19 gisements supplémentaires (fig. 48). Cette estimation est peut-être très prudente compte tenu de l'exploration sommaire dont cette zone pétrolière a fait l'objet. L'ajout des données sur les récentes découvertes augmentera probablement de façon importante les réserves et le potentiel, en particulier si les nouveaux gisements sont plus grands que ceux qui font partie de la présente évaluation.

TABLEAU 26

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA LIMITE DE BANFF (SUD DE L'ALBERTA)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Watts A	0,28	1970
2	Sullivan Lake A	0,20	1982
3	Atlee-Buffalo A	0,19	1982
4	Westerose South A	0,14	1980
8	Drumheller B	0,07	1979
21	Fenn West A	0,01	1977

- **Total des découvertes : 6**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 6**
- **Population totale de gisements : 25**

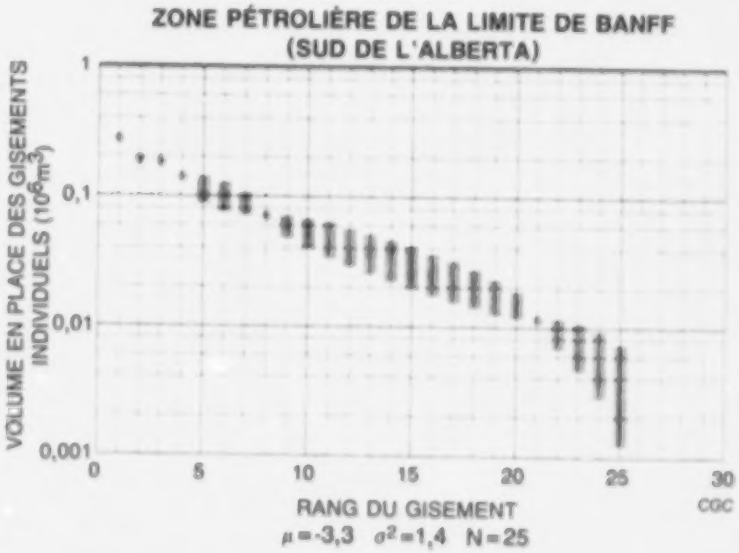


Figure 48

LIMITE DE BANFF (CENTRE DE L'ALBERTA)

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des discordances à la limite d'érosion des roches carbonatées de plate-forme de la formation de Banff. Cette zone pétrolière se trouve dans le "membre de Clarke" de la formation de Banff, correspondant à la partie de la limite d'érosion située entre les cantons 45 et 70 du centre de l'Alberta (fig. 46).

Géologie : La formation de Banff, aux endroits où elle a été épargnée par l'érosion, mesure 200 m d'épaisseur. Il s'agit d'un cycle déposé en eau de moins en moins profonde vers le haut et comprenant un intervalle inférieur de mudstone calcaire argileux déposé en milieu d'eau profonde de faible énergie; une partie intermédiaire composée de wackstone, de packstone et de grainstone calcaire déposés en milieu de plus forte énergie ainsi qu'une partie supérieure de sédiments d'eau peu profonde composés de silstones, de laminites crypto-algaires et de dolomies argileuses. Ces sédiments supérieurs représentent probablement un faciès de milieu marin confiné. L'unité intermédiaire, appelée officieusement le "membre de Clarke", forme une roche-réservoir dolimitique à sa limite d'érosion. Les gisements sous cette discordance se situent en général à l'intérieur de paléoreliefs.

Les roches-barrières latérales et supérieures se composent de calcaires de Banff et de shales du Mésozoïque. Les roches mères pourraient être des shales d'Exshaw, de Banff et du Mésozoïque. Dans cette zone pétrolière, les roches-réservoirs contiennent des gisements dont la superficie est inférieure à trois sections, l'intervalle productif net varie de 3 à 30 m, la porosité de 10 à 20 %, la saturation en eau de 30 à 40 % et le facteur de récupération de 1 à 45 %.

Historique de l'exploration : La première découverte de pétrole de cette zone pétrolière a été faite à Glenevis en 1954, probablement par hasard, lors de l'exploration de sites d'intérêt dévoniens plus profonds. Des activités d'exploration ultérieures, visant à améliorer la capacité de détection du sommet des roches-réservoirs par méthodes sismiques, se sont traduites par des découvertes à Cherhill, au milieu des années 60, et à Highvale, à la fin des années 70 (tableau 27).

Le volume total de pétrole en place découvert à ce jour est de 37 x 10^6 m^3 réparti dans 32 gisements. Le volume des gisements varie de 0,1 à 8 x 10^6 m^3 PEP.

TABLEAU 27

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA LIMITE DE BANFF (CENTRE DE L'ALBERTA)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Alexis A	7,58	1968
2	Highvale H	4,56	1981
3	Highvale A	4,20	1978
4	Glenevis	3,62	1954
5	Cherhill A	2,78	1966
6	Cherhill I	1,88	1967
8	Cherhill M	1,69	1982
10	Cherhill D	1,20	1979
12	Cherhill C	1,10	1977
13	Cherhill G	1,02	1980
14	Cherhill B	1,00	1969
17	Pembina A	0,71	1981
18	Cherhill H	0,69	1979
21	Highvale G	0,55	1981
22	Majeau B	0,53	1974
23	Highvale D	0,50	1978
24	St. Anne A	0,49	1978
27	Cherhill L	0,38	1976
28	Highvale F	0,38	1981
29	Cherhill F	0,35	1981
30	Highvale E	0,35	1978

- **Total des découvertes : 32**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 21**
- **Population totale de gisements : 80**

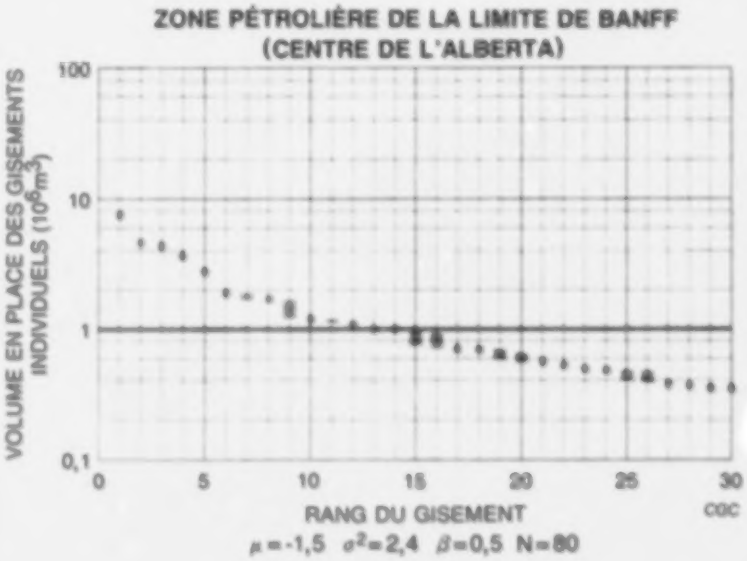


Figure 49

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 10 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 48 gisements supplémentaires (fig. 49). Tous les gisements, sauf deux, contien-

draient moins de 1 x 10^6 m^3 PEP. De grandes parties de la zone pétrolière sont sous-explorées et, en raison de leur nature prometteuse, seraient susceptibles d'augmenter l'étendue de cette zone. La découverte de l'important gisement H de Highvale, par exemple, est très récente.

LIMITE DE PEKISKO

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les discordances situées à la limite d'érosion de la formation de Pekisko. Cette zone pétrolière comprend la limite d'érosion s'étendant du secteur de Peace River à l'arche de Sweetgrass (fig. 46).

Géologie : Les grainstones de plate-forme de Pekisko sont surtout composés de fragments d'échinodermes et de bryozoaires déposés en milieux de haute énergie. Même s'ils sont en général bien cimentés, ils présentent une bonne porosité près de la limite d'érosion, porosité probablement attribuable aux processus de diagenèse liés à la discordance. Les pièges se sont formés là où des chenaux à remplissage de shale et de silt marin du Mésozoïque entourent des reliefs résiduels de Pekisko et où de grandes étendues de shales marins du Mésozoïque reposent sur la limite d'érosion principale de Pekisko. La formation de Shunda constitue peut-être la roche-barrière et une partie de la roche-réservoir de certains gisements.

La superficie des gisements de cette zone pétrolière varie d'un quart de section à deux cantons. Les roches-réservoirs présentent une bonne perméabilité, une porosité variant de 5 à 15 %, une saturation en eau variant de 20 à 50 % et un taux de récupération de 1 à 20 %.

Historique de l'exploration : Les travaux d'exploration relativement continus entrepris dans cette zone au cours des trois dernières décennies se sont traduits par 78 découvertes, correspondant à des réserves totales de 210 x 10^6 m^3 PEP. Les premières découvertes, à Twining, Gilby et Medicine River notamment, ont probablement été faites lors de l'exploration des récifs de Leduc. Les activités ultérieures ont permis de découvrir les plus petits gisements qui se trouvent dans le centre de l'Alberta. Le volume des gisements varie de moins de 0,1 à 90 x 10^6 m^3 PEP (tableau 28).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 10 x 10^6 m^3 PEP répartis dans 32 gisements supplémentaires. Le gisement non découvert le plus important atteindrait 2 x 10^6 m^3 PEP environ (fig. 50).

TABLEAU 28

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA LIMITE DE PEKISKO

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Twining	89,00	1952
2	Twining North	37,60	1961
3	Rowley A	8,76	1960
4	Sylvan Lake B	7,95	1962
5	Cessford B	6,80	1973
6	Medicine River I	6,36	1954
7	Paddle River Rundle	6,04	1956
8	Medicine River N	5,00	1963
9	Medicine River E	3,38	1963
10	Bigoray A	3,32	1969
12	Davey A	3,11	1958
13	Sylvan Lake C	2,62	1963
14	Greencourt A	2,51	1961
15	Medicine River C	2,18	1961
16	Sylvan Lake D	1,91	1960
17	Blueridge A	1,72	1968
18	Princess A	1,71	1946
19	Swalwell F	1,67	1979
20	Swalwell A	1,62	1965
23	Medicine River R	1,32	1973
27	Matziwin A	1,05	1962
28	Haro Pekisko B	0,98	1980
29	Princess B	0,87	1978
30	Medicine River B	0,87	1959

- Total des découvertes : 78
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 24
- Population totale de gisements : 110

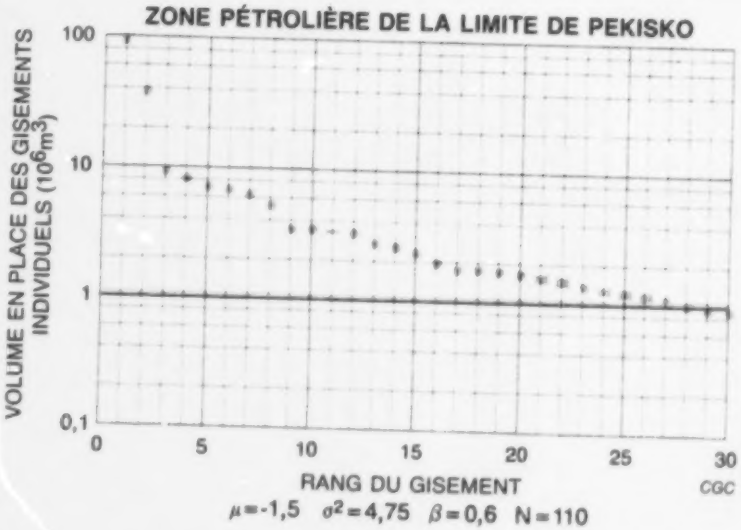


Figure 50

LIMITE D'ELKTON

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure les gisements et sites d'intérêt contenus dans des discordances à la limite d'érosion du membre d'Elkton de la formation de Turner Valley. Cette zone comprend la bordure d'érosion allant de la baie de Peace River au sud de l'Alberta (fig. 46).

Géologie : Le membre d'Elkton de la formation de Turner Valley est composé de dolomies de plate-forme déposées en milieu de forte énergie, et de wackestones, grainstones et packstones calcaires renfermant des fragments d'échinodermes et de bryozoaires. La diagenèse de cette structure de sédimentation complexe a eu pour effet de créer une porosité vacuolaire, fine et intercristalline. Les chenaux d'érosion profonds de certaines parties de la zone pétrolière ont contribué à la formation d'un grand nombre de pièges dont les roches-barrières latérales et sommitales sont composées de shales marins, deltaïques et fluviatiles déposés en eau marine peu profonde, au cours du Mésozoïque.

Les roches-réservoirs des gisements contenus dans cette zone pétrolière s'étendent sur une superficie d'un quart de section à un demi-canton, leur intervalle productif net varie de 1 à 25 m, leur porosité de 5 à 15 % et leur facteur de récupération de 5 à 35 %.

Historique de l'exploration : Le volume total de pétrole en place découvert à ce jour s'élève à 110 x 10^6 m^3 répartis dans 36 gisements. Ces réserves ont été découvertes au cours de la période d'exploration relativement continue entreprise au cours des trois dernières décennies (tableau 29). Le volume des gisements varie de 0,1 à 33 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 15 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 24 gisements supplémentaires, dont trois contiendraient entre 3 et 4 x 10^6 m^3 de pétrole (fig. 51). La plupart des gisements non découverts auraient un volume inférieur à 1 x 10^6 m^3 PEP et devraient se trouver dans de petits reliefs résiduels situés dans la partie pétrolifère prouvée du sud de la zone. Il devrait être possible de détecter par levés sismiques la présence de lambeaux de recouvrement d'Elkton, à condition qu'ils présentent un relief vertical suffisant.

TABLEAU 29

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA LIMITE D'ELKTON

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Harmattan East Rundle	32,70	1957
2	Harmattan East Rundle C	29,90	1955
3	Sundre Rundle	13,20	1955
4	Westward Ho A	6,87	1955
5	Sylvan Lake C	4,77	1963
9	Sundre B	2,70	1960
10	Crossfield East D	2,70	1965
11	Crossfield E	2,26	1967
12	Gladys C	1,70	1978
13	Windfall A	1,60	1957
15	Caroline B	1,27	1963
16	Crossfield G	1,23	1974
17	Medicine River B	1,12	1973
18	Crossfield East A	1,06	1968
19	Sylvan Lake B	0,87	1963
22	Crossfield East F	0,63	1976
23	Crossfield C	0,60	1963
24	Medicine River C	0,52	1974
25	Lanaway A	0,48	1974
26	Sylvan Lake F	0,45	1963
27	Sylvan Lake J	0,44	1984
28	Gladys E	0,42	1978
29	Gladys D	0,37	1979
30	Caroline F	0,36	1980

- **Total des découvertes : 36**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 24**
- **Population totale de gisements : 60**

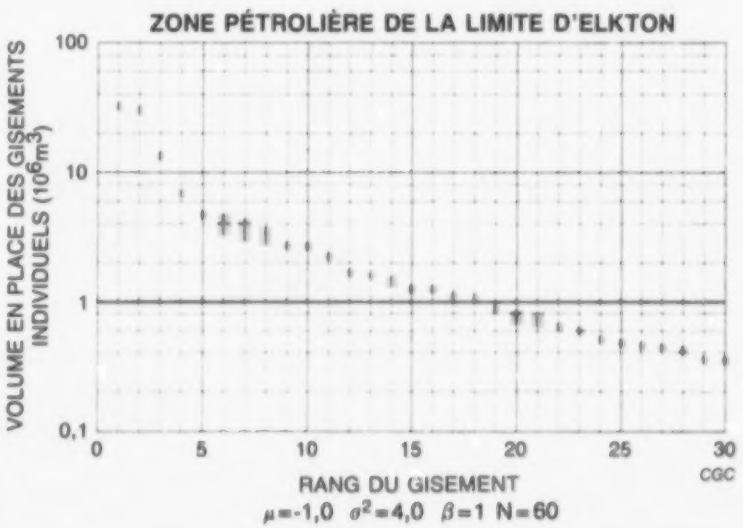


Figure 51

DESAN

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des pièges structuraux et structuro-stratigraphiques formés dans les roches carbonatées de plate-forme des formations de Pekisko, Shunda et Debolt. Cette zone pétrolière s'étend de la bordure de sous-affleurement de Pekisko jusqu'à la bordure est de la zone déformée, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, au nord de la baie de Peace River.

Géologie : Cette zone pétrolière complexe contient trois principaux types de pièges. Les pièges stratigraphiques de sédimentation se sont formés là où les roches-réservoirs poreuses se transforment latéralement et verticalement en roches-barrières à mesure que le faciès se modifie; les pièges stratigraphiques d'érosion se trouvent là où les lits-réservoirs dolomitiques, en particulier dans la formation de Debolt, sont tronqués par des shales et des cherts mésozoïques formant des discordances; enfin, les pièges structuraux se trouvent là où le pétrole s'est accumulé, soit dans les roches-réservoirs, sur des horsts, soit dans des grabens, où les couches-réservoirs n'ont pas été érodées.

Les roches-réservoirs de Shunda et Pekisko sont généralement des grainstones calcaires. Les processus de cimentation, de compaction et de dolomitisation postérieurs à la sédimentation ont considérablement réduit la porosité et la perméabilité originales des réservoirs (H. Majid, comm. pers.). Les roches-réservoirs sont habituellement interstratifiées avec des calcaires et des shales imperméables de façon à former plusieurs veinules dont l'intervalle productif net est inférieur à 15 m. Bien que les données sur le facteur de récupération et l'étendue des gisements ne soient pas sûres faute de production soutenue, on peut prévoir qu'une absence de drainage naturel et de perméabilité adéquate ne permettra d'exploiter qu'une petite fraction du pétrole en place.

Il s'agit d'un pétrole brut de densité moyenne qui pourrait provenir d'une roche mère autochtone.

Historique de l'exploration : Après la première découverte qui a eu lieu à Desan en 1983, environ 100 puits ont été forés et ont permis de découvrir 17 gisements dans les formations de Pekisko, Shunda et Debolt, dans les champs Desan et Tooga (tableau 30).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 27 à 65 x 10^6 m^3 PEP, avec une valeur médiane prévue de 42 x 10^6 m^3 PEP. Étant donné que les dimensions des gisements découverts n'ont pas encore été bien précisées, on n'a pas établi de correspondance entre les découvertes individuelles et les gisements prévus (fig. 52). Si l'on se fonde sur la faible production initiale des premières découvertes, la valeur des ressources extractibles serait toutefois comparativement faible.

TABLEAU 30

ZONE PÉTROLIÈRE DE DESAN

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
3	Desan Pekisko C	2,27	1984
5	Desan Pekisko F	2,23	1984
8	Desan Pekisko A	1,49	1984
11	Desan Shunda A	1,11	1983
20	Tooga Debolt A	0,71	1984
22	Desan Pekisko B	0,64	1984
30	Desan Shunda E	0,41	1984

- **Total des découvertes : 17**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 7**
- **Population totale de gisements : 80**

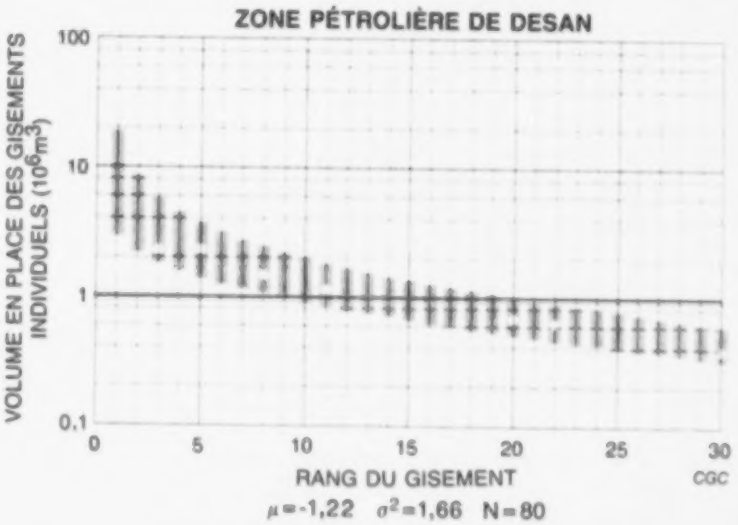


Figure 52

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON

Le secteur du bassin de Williston est défini au nord-ouest par l'arche de Sweetgrass, au nord et à l'est par la limite d'érosion du Carbonifère et au sud par la frontière internationale (fig. 43). Depuis le début des années 50, l'exploration pétrolière dans les formations carbonifères a surtout porté sur les pièges associés à des discordances dans la partie est du bassin.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Les membres inférieurs de shale et les membres intermédiaires de grès et de siltstone de la formation de Bakken (du Famennien au Tournaisien) reposent en discordance sur les formations de Big Valley et de Torquay et représentent le premier cycle de sédimentation de l'unité carbonifère inférieure. Le deuxième cycle est composé du membre supérieur de shale de la formation de Bakken et de certaines parties de la formation de Lodgepole. Les sédiments des unités carbonifères inférieure et intermédiaire constituent une succession régressive, surtout composée de couches de roches carbonatées et d'évaporites du groupe de Madison. La stratigraphie et la sédimentologie du groupe de Madison (l'intervalle productif) ont été analysées par Edie (1958), Fuzesy (1960), Kent (1984) et McCabe (1963). Le cadre régional des sédiments du Carbonifère inférieur a été traité par Gutschick *et coll.* (1980). Le groupe de Madison se compose des roches carbonatées de bassin, de talus et de plate-forme peu profonde et de roches clastiques accessoires de la formation de Lodgepole, des sédiments de plate-forme déposés en milieu de forte énergie de la formation de Mission Canyon et des sédiments évaporitiques de plate-forme déposés en milieu marin généralement confiné et de faible énergie de la formation de Charles. Les limites de ces formations sont diachrones : au centre du bassin, les parties supérieures de la formation de Lodgepole sont chronologiquement correspondantes à l'unité carbonifère intermédiaire de la formation de Mission Canyon (tableau 23; figure 53). La mince couche gréseuse de Kibbey de l'unité carbonifère supérieure n'a été conservée que dans la partie centrale du bassin près de la frontière internationale.

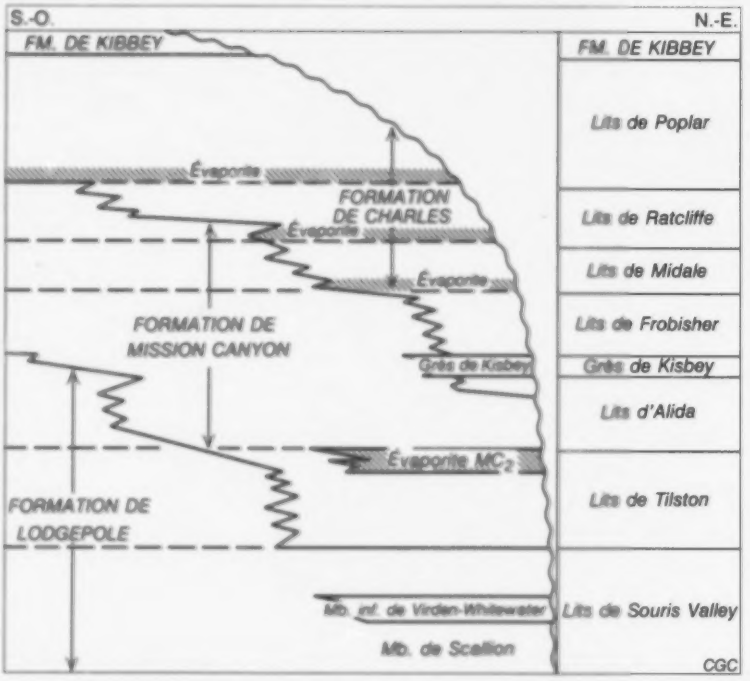


Figure 53. Relations stratigraphiques — groupe de Madison, bassin de Williston.

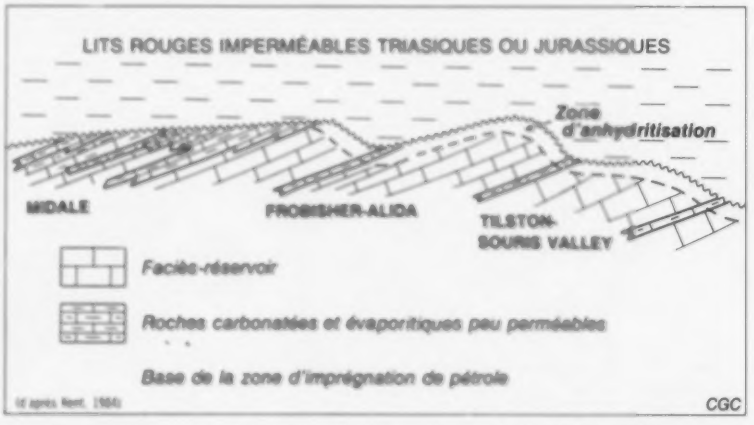


Figure 54. Coupe schématique des discordances du bassin de Williston.

Des phases de transgressions et de régressions peu importantes se sont traduites par plusieurs cycles de sédimentation qui sont particulièrement évidents en bordure du bassin. Chaque cycle contient une unité de base de grainstone et de packstone de nature infratidal sur laquelle reposent des roches carbonatées et des évaporites déposées en milieu marin confiné dont le type varie d'infratidal peu profond à intertidal et supratidal. Dans l'est de la Saskatchewan, on a dénommé les unités de roches-réservoirs de chacun de ces cycles en utilisant une terminologie locale informelle. La figure 53 illustre le lien entre ces "lits" et les unités lithostratigraphiques officielles. Selon l'usage local, l'unité évaporitique qui devrait surmonter chaque cycle se situe à la base des lits dénommés sus-jacents. Chaque unité évaporitique s'est cependant vu attribuer le même nom in-

formel que les lits du cycle dont elle fait partie. Par exemple, les évaporites contenues à la base des lits de Ratcliffe portent le nom d'évaporites de Midale.

À la fin du Paléozoïque, les couches du bassin de Williston ont été soulevées et les bordures du bassin ont été érodées donnant aux formations du Carbonifère inférieur une inclinaison régionale. Les couches carbonifères conservées se situent dans le plateau de Swift Current dans l'ouest, région présentant une inclinaison relativement faible et un faciès de bassin, et dans le bassin principal de Williston, région moyennement inclinée où tous les faciès du Mississippien ont été entièrement conservés. Le dépôt, au cours du Trias et du début du Jurassique, de sédiments subaériens et marins d'eau peu profonde des formations sus-jacentes de Watrous et Amaranth, a contribué à la formation d'un niveau imperméable isolant la discordance.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

La plupart des gisements de pétrole se trouvant dans le groupe de Madison, dans le sud-est de la Saskatchewan, occupent des pièges liés à une discordance (fig. 54); la surface d'érosion sub-mésozoïque, combinée au changement de faciès primaire, constitue le piège.

La configuration géométrique de base varie en fonction des effets de la paléotopographie sur la surface d'érosion, de l'altération du faciès original due au remplissage secondaire par de l'anhydrite, des cherts ou des dolomies et de l'augmentation de la porosité à la suite du lessivage du faciès original par des eaux souterraines au cours des cycles d'érosion. Les évaporites qui recouvrent chaque cycle de sédimentation carbonifère constituent les roches-barrières sus-jacentes et sous-jacentes qui isolent les gisements au sein de la succession stratigraphique et ont de ce fait orienté les activités d'exploration vers le sous-affleurement des grainstones et packstones poreux à la base de ces cycles, à l'endroit où se manifeste la discordance avec les roches-barrières des successions mésozoïques sus-jacentes. Chaque période d'approfondissement a aussi causé l'accumulation d'éventuelles roches mères dans la formation de Lodgepole (Brooks *et coll.*, 1987; Osadetz et Snowdon, 1986).

Dans le bassin de Williston se trouvent trois autres types de pièges. Le premier type, d'origine stratigraphique, se présente à l'endroit où une dolomitisation précoce s'est traduite par des roches-réservoirs allongées au sein de roches imperméables typiques d'une unité de sédimentation unique. Les seuls gisements qui se trouvent dans ce type de piège se situent dans les lits de Ratcliffe, longeant la direction d'Oungre, dans le sud de la Saskatchewan (Hartling *et coll.*, 1982). Le deuxième type, d'origine structurale, s'est formé par la dissolution à phases multiples de lits de sel du Dévonien, comme à Hummingbird (Smith et Pullen, 1967). Le troisième type, également d'origine structurale, est lié à la présence de cratères causés probablement par des impacts météoritiques (Sawatzky, 1972).

Dans tous les types de piège, le pétrole contenu dans des roches mères de bassin en amont-pendage a migré vers les bordures érodées des unités carbonifères, probablement au cours de la fin du Mésozoïque ou au début du Tertiaire.

La quantité de pétrole contenue dans ces zones pétrolières équivaut à près des deux tiers des réserves non découvertes prouvées de pétrole brut léger et moyen de la Saskatchewan et à 85 % des réserves non découvertes prouvées du Manitoba (Énergie et Mines du Manitoba, 1985; Énergie et Mines de la Saskatchewan, 1985). Les réserves en place initiales s'élevaient à environ 818 x 10^6 m^3.

ZONES PÉTROLIÈRES

L'exploration du bassin de Williston, marquée par une histoire longue et mouvementée, a surtout été réalisée dans les zones pétrolières associées à des discordances. On a d'abord découvert du pétrole, dans le comté de Fallon au Montana, dans les roches carbonatées du Carbonifère inférieur du bassin de Williston en 1949, dans le puits Northern Pacific n° 1 de la Husky Refining Company (Hamke *et coll.*, 1966). Avant 1951, on avait découvert du pétrole à Daly au Manitoba (McCabe, 1963) et à Richey dans le Dakota du Nord (Hamke *et coll.*, 1966). En Saskatchewan, les premières activités de production de pétrole

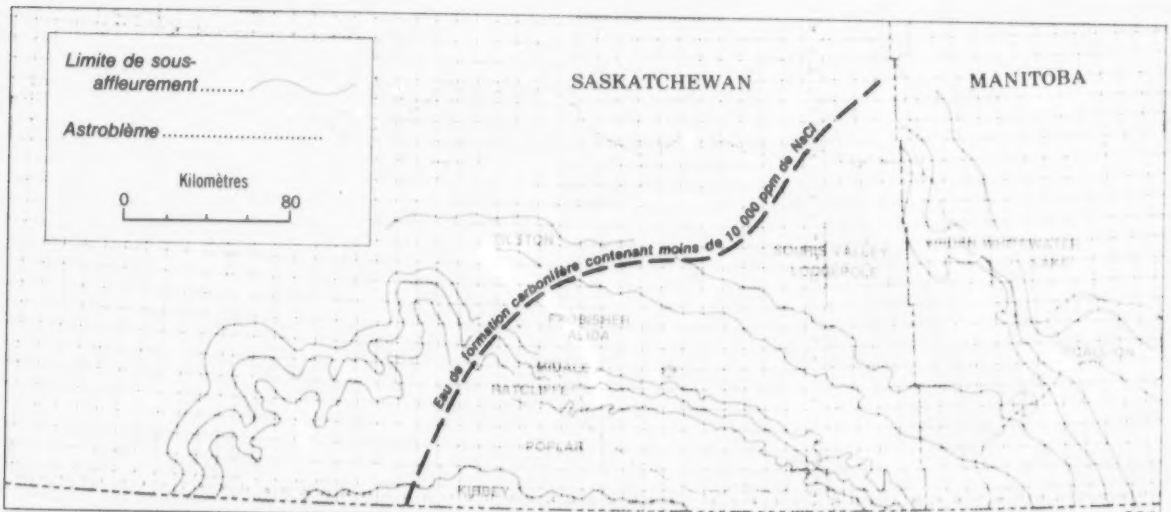


Figure 55. Zones pétrolières du Carbonifère, secteur du bassin de Williston. Les zones pétrolières sont définies au sud par la frontière internationale, au nord-ouest par la zone d'eau de formation de faible salinité et au nord-est par les limites d'érosion de chaque unité-réservoir.

paléozoïque ont eu lieu après la découverte de pétrole brut lourd dans le grès de Bakken du gisement de Coleville, dans le centre ouest de la Saskatchewan. La première découverte de pétrole dans des roches-réservoirs carbonatées du Carbonifère inférieur a eu lieu en 1952, près de Ratcliffe (Fuller, 1956). En 1957, l'exploration le long de la direction générale de la zone pétrolière du Manitoba était en grande partie terminée tandis que l'exploration visant à repérer des zones pétrolières de sous-affleurement en Saskatchewan s'est poursuivie à un rythme élevé jusqu'au années 60 pour ensuite décroître. L'exploration des zones pétrolières à pièges diagénétiques-stratigraphiques et structuraux a eu lieu au milieu des années 60. Les réserves se sont accrues de façon importante jusqu'à la fin des années 70 avec la découverte des gisements de la zone de Midale dans les champs de Tatagwa et Bryant. Le volume des réserves continue d'augmenter bien que les plus récentes découvertes soient moins importantes.

Zones pétrolières possibles

Les zones pétrolières possibles du Carbonifère devraient se trouver le long des trajectoires de migration dans des couches pétrolifères très riches du bassin de Williston. Les limites de la partie canadienne de chaque zone ont été fixées, au sud, à la frontière internationale, à l'est et au nord, à la limite d'érosion de chaque unité-réservoir et à l'ouest, à la zone d'alimentation en eaux douces (fig. 55). On considère que cette zone de faible salinité a chassé ou biodégradé tout pétrole qui aurait pu s'accumuler avant la mise en place de ce système hydrodynamique.

Dans la présente analyse, on a étudié les zones à pièges stratigraphiques et à pièges structuraux. Dans les zones pétrolières stratigraphiques de la **formation de Lodgepole**, on a supposé la présence de roches-réservoirs au sein de monticules waulsortiens et de turbidites carbonatées ou de coulées boueuses contenues dans des roches-barrières composées de roches carbonatées et de shales de bassin. À ce jour, aucun gisement n'a été découvert dans ces types de roches-réservoirs du bassin de Williston malgré l'affleurement de certains monticules dans le centre du Montana (Smith, 1982). Les pièges stratigraphiques les plus importants devraient se trouver dans les **formations de Mission Canyon** et **Charles**, dans des unités-réservoirs connues, en aval-pendage de leur limite d'érosion. Ces faciès de roches-réservoirs pourraient être obturés par des roches présentant un léger changement de faciès diagénétique ou sédimentaire. On peut s'attendre à trouver ce type de piège dans les couches de Souris Valley, Tilston, Alida, Frobisher et Midale, dans des conditions semblables à celles de la zone pétrolière prouvée de Ratcliffe, à Oungre.

Les zones pétrolières **structurales** comprendraient toutes les unités-réservoirs de la **formation de Bakken** et du **groupe de Madison** qui ont subi les effets d'une déformation post-carbonifère ou ont recouvert des reliefs créés par suite de dissolution de sel, d'impacts météoritiques ou de déformation structurale locale. La dissolution marquée à phase unique ou phases multiples des évaporites de Prairie sous-jacentes a eu des effets sur le piégeage de certains gisements de Ratcliffe et Birdbear, en Saskatchewan. La production de la structure d'impact de Viewfield provient des lits de Frobisher, près de leur limite d'érosion. La réactivation laramienne de certaines structures contenues à l'intérieur du bassin, tels que les anticlinaux de Nesson et Cedar Creek, a causé le piégeage structuro-stratigraphique de la majorité du pétrole carbonifère contenu dans la partie américaine de ce bassin.

Zones pétrolières prouvées

Six des sept zones pétrolières prouvées ont été analysées en détail. Sur ce nombre, quatre sont associées à une discordance et ont fait l'objet d'une exploration intensive. La cinquième est une zone structurale et la sixième, une zone stratigraphique; toutes deux font actuellement l'objet d'une exploration active.

On a découvert du pétrole dans des pièges structuraux, stratigraphiques et des discordances, dans les grès de la **formation de Bakken**, à Roncott et à Rocanville (Saskatchewan). Des travaux d'exploration récents effectués dans l'ouest du Manitoba ont été fructueux mais les évaluateurs n'ont pu avoir accès aux résultats des découvertes. L'un des principaux problèmes liés à la zone de Bakken est la répartition limitée au sein de cette formation de grès possédant les qualités d'une roche-réservoir.

LODGEPOLE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les membres de Virden, Whitewater Lake et Scallion au Manitoba, dans la partie supérieure non dénommée de la formation de Lodgepole au Manitoba, et dans la partie non subdivisée de la formation de Lodgepole dans l'est de la Saskatchewan et la région la plus occidenale du Manitoba. Cette zone pétrolière est définie, au sud, par les bordures des sous-affleurements arqués de chacun des membres se prolongeant jusqu'à la frontière internationale et, à l'ouest, par la zone d'eau de formation à faible degré de salinité (fig. 55).

Géologie : Les gisements longent deux directions productives. Les gisements situés dans la partie sous-affleurante des membres de Virden et de Whitewater Lake suivent une direction allant de Lulu Lake au champ Virden et occupent des discordances. À l'ouest de cette direction, se trouvent les gisements des champs de Daly, West Butler et Kirkella. Le champ de Daly est un piège structuro-stratigraphique mixte mais surtout structural. Cette prédominance a pu entraver toute autre migration d'hydrocarbures vers le nord, dans cette région. Les deux autres champs situés dans cette région sont des roches-réservoirs contenues dans la partie supérieure non dénommée de la formation de Lodgepole au Manitoba. Les pièges résultent de la dolomitisation et du remplacement par des anhydrites, dans une zone située sous la surface érodée de la succession du Carbonifère inférieur.

Les roches-réservoirs carbonatées présentent une porosité intergranulaire, vacuolaire et fissurale résultant de plusieurs événements diagénétiques, notamment du lessivage des couches-réservoirs au cours de l'érosion sub-mésozoïque. Dans les gisements, la porosité moyenne varie de 8 à 13 % et peut atteindre plus de 40 % dans les roches carbonatées siliceuses lessivées du membre de Scallion (Berg, 1956). La saturation moyenne en eau des gisements varie de 29 à 52 %, les facteurs volumétriques de formation se situent entre 1,04 et 1,07 et les facteurs de récupération varient de 30 à 45 %.

Historique de l'exploration : En décembre 1951, on avait terminé le forage du puits 15-18-010-27W1 de Calstan Daly, le puits de découverte du champ Daly. Il renferme environ 56 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 19 gisements faisant partie de cette zone pétrolière (tableau 31). Le plus important gisement à Daly, avec un volume de 24 x 10^6 m^3 PEP, a aussi été le premier gisement découvert.

TABLEAU 31

ZONE PÉTROLIÈRE DE LODGEPOLE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Daly 51-02-01	23,74	1951
2	Virden-Ro 53-07-29	12,13	1953
3	Virden 53-12-11	4,85	1953
4	Virden-Ro 53-07-29	3,31	1953
5	Virden 53-12-11	2,29	1953
6	Arkella 57-09-19	1,40	1957
7	Routlege 56-01-12	1,24	1956
8	Maples 55-02-20	1,24	1955
9	Ebor 54-08-31	1,05	1954
10	West Butler 55-11-03	0,94	1955
13	North Routlege 57-12-22	0,54	1957
14	Whitewater 58-09-17	0,52	1958
15	Woodnorth 54-04-15	0,51	1954
16	Maples 55-02-20	0,43	1955
17	North Routlege 55-12-22	0,43	1955
23	Ebor 54-08-31	0,24	1954
24	Routlege 56-01-12	0,21	1956
28	Lulu Lake 52-12-19	0,13	1952
29	West Butler 55-11-03	0,11	1955

(Nomenclature des gisements tirée de Wallace-Dudley, 1982)

- Total des découvertes : 19
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 19
- Population totale de gisements : 40

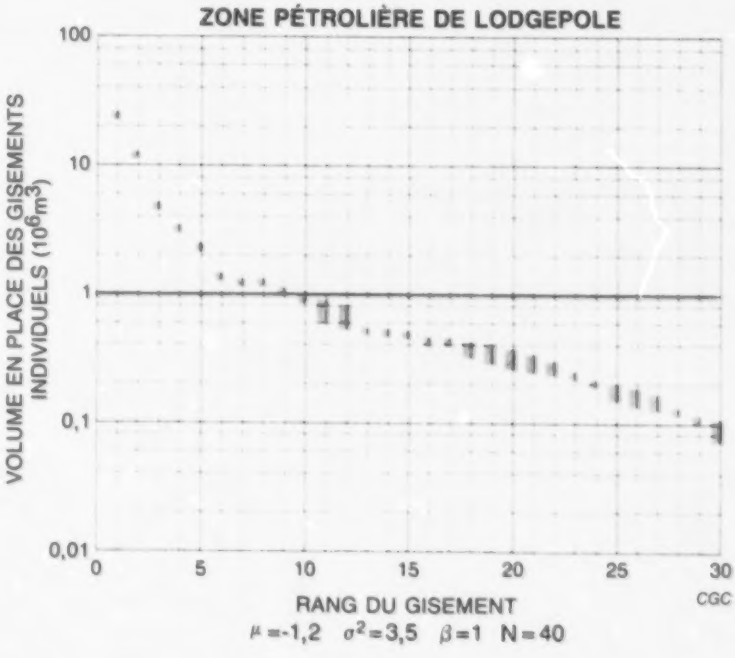


Figure 56

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 4 x 10^6 m^3 PEP, valeur qui correspond à environ 7 % des ressources totales prévues. Cette zone contiendrait au total 40 gisements dont 21 restent à découvrir. Le gisement non découvert le plus important devrait contenir moins de 1 x 10^6 m^3 PEP (fig. 56).

SOURIS VALLEY - TILSTON

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les lits de Souris Valley (formation de Lodgepole) et Tilston (formation de Mission Canyon) et dans les couches équivalentes du sud-est de la Saskatchewan et du sud-ouest du Manitoba. Cette zone est délimitée par les sous-affleurements à direction arquée vers le nord-ouest de ces deux unités, allant de la frontière internationale à la zone d'eau de formation à faible degré de salinité, dans l'ouest (fig. 55).

Géologie : Dans cette zone pétrolière, les gisements occupent des discordances près du sous-affleurement de la partie supérieure des formations de Lodgepole et Mission Canyon. Le faciès de roches carbonatées de plate-forme des formations de Lodgepole et Mission Canyon constitue de bonnes roches-réservoirs dont la porosité varie de 7 à 15 %, la saturation en eau de 35 à 50 % et le facteur de récupération de 9 à 54 %. Le facteur de récupération primaire moyen des gisements de pétrole de densité moyenne est de 15 % et de 25 % pour les gisements de pétrole de densité faible. Les facteurs de récupération sont plus élevés lorsqu'on a recours à une méthode de récupération secondaire. Les roches-barrières sont, soit des lits imperméables de la formation sus-jacente de Watrous, soit le résultat de l'obturation des pores des roches discordantes. Dans le champ de Parkman, des calcaires argileux de la partie inférieure de la formation de Lodgepole forment une roche-barrière inférieure (Miller, 1964). Ce champ exceptionnel se distingue par la présence d'une colonne de pétrole continue traversant les couches de Tilston et Souris Valley.

La paléotopographie observée sur la discordance présente des exemples bien conservés de buttes carbonifères de forme irrégulière et comportant un faciès de roche-réservoir; ces dernières se sont transformées en pièges importants.

Historique de l'exploration : La première découverte a été faite en juillet 1952 lors du forage du puits 5-32-5-29W1, dans la province d'Owen Tilston. Cet intervalle de la Saskatchewan a commencé à être plus productif après la découverte du gisement de Whitebear, en novembre 1954. Le champ le plus important dans cette zone pétrolière a été découvert en janvier 1959 à Parkman (Miller, 1964). Les travaux d'exploration se sont poursuivis au cours des années 60 et la dernière découverte importante, faite en 1969, a été le gisement de South Parkman Tilston-Souris Valley. Cette zone renferme environ 41 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 20 gisements (tableau 32).

TABLEAU 32

ZONE PÉTROLIÈRE DE SOURIS VALLEY-TILSTON

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Parkman Tilston-Souris Valley	23,71	1957
2	Kenosee Tilston	4,03	1958
3	White-Bear Tilston	2,73	1957
4	Frys Tilston-Souris Valley	2,41	1961
5	Moose Mountain Tilston	1,80	1960
6	South Fletwode Tilston	1,32	1961
7	Hazelwood Tilston	1,21	1963
8	Parkman South Souris Valley	1,01	1964
11	Moose Valley Tilston	0,74	1958
12	Edenvale Tilston	0,73	1963
13	Parkman Tilston	0,70	1959
15	White-Bear Tilston-Souris Valley	0,52	1963
18	Lightning Tilston	0,41	1957

- Total des découvertes : 20
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 13
- Population totale de gisements : 30

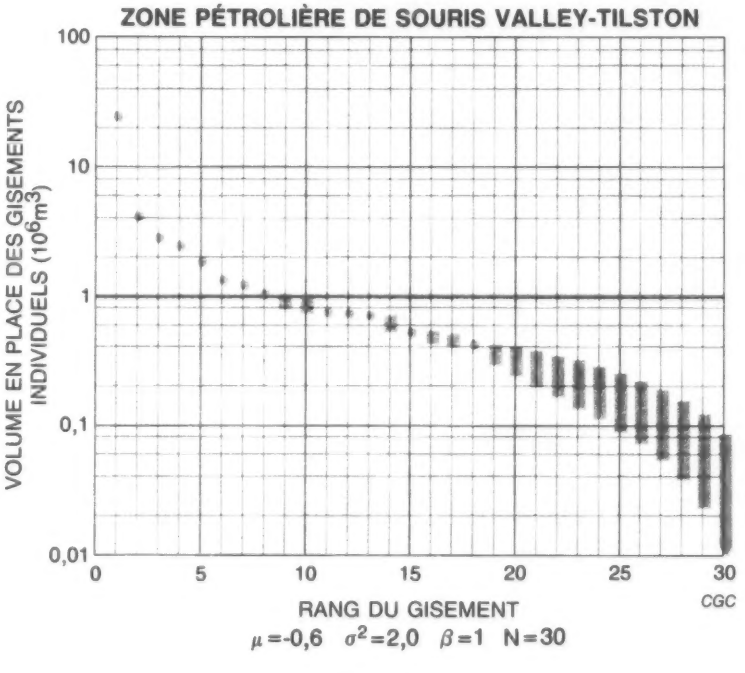


Figure 57

zone renferme environ 41 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 20 gisements (tableau 32).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 6 x 10^6 m^3 PEP, valeur qui représente environ 12 % des ressources

totales. Ce potentiel devrait se présenter dans 12 gisements supplémentaires qui contiendraient tous moins de 1 x 10^6 m^3 PEP (fig. 57).

FROBISHER - ALIDA

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les couches de Frobisher, Kisbey, et Alida (formation de Mission Canyon), à l'intérieur de roches-réservoirs liées à la discordance de sous-affleurement. Cette zone pétrolière est délimitée par la limite d'érosion à direction arquée des lits de Frobisher et Alida, allant de la frontière internationale, au sud-ouest du Manitoba, à la zone d'eau de formation à faible degré de salinité, dans le sud-ouest de la Saskatchewan (fig. 55).

Géologie : L'emplacement des gise-ments suit une direction limitée au-dessous, par des évaporites et des shales de la partie supérieure de l'intervalle de Tilston (évaporites et shales MC2 d'Edie, 1958) et au-dessus, par la base des évaporites de Frobisher (formation de Charles). Aucune roche-barrière étendue n'est contenue dans l'intervalle stratigraphique allant de la base des lits de Midale jusqu'au sommet des lits de Tilston (fig. 53). Dans la partie inférieure de cet intervalle, là où se trouve le sous-affleurement des couches d'Alida et Kisbey, ou près de celui-ci, se trouve une série de reliefs convexes sur la surface d'érosion des roches paléozoïques. Cette série constitue la direction d'Alida-Nottingham reconnue par Edie (1958). Les roches-réservoirs sont en général composées de grainstone bioclastique et oolitique des lits d'Alida. Les roches-barrières de la discordance sus-jacente se présentent sous forme de strates carbonifères altérées ou de zones compactes dans la formation sus-jacente de Watrous. Certains gisements suivent une autre direction dans les lits de Frobisher, où le piégeage a aussi eu lieu à l'emplacement ou à proximité de la discordance sous-jacente à la formation de Watrous. Ces derniers gisements, toutefois, ne semblent pas avoir été très touchés par le relief de la surface d'érosion. Les gisements obturés par des évaporites sus-jacentes au sein de la succession carbonifère constituent le troisième groupe productif de cet intervalle. Ces gisements reposent souvent sous des gisements du membre de Midale, de la formation de Charles (Fuzesy, 1960) bien qu'ils en soient séparés. Le dernier groupe de gisements se manifeste dans des structures situées à la limite du sous-affleurement, ou près de celle-ci. La structure la plus remarquable est la structure de Viewfield que l'on croit être un astroblème (Sawatzky, 1972).

TABLEAU 33

ZONE PÉTROLIÈRE DE FROBISHER-ALIDA

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Alida-East Alida	11,25	1954
2	Willmar Frobisher-Alida	11,20	1957
3	Queensdale-E Frobisher-Alida	11,05	1957
4	Innes Frobisher	10,45	1963
5	Nottingham Alida	9,40	1956
6	Alida West Alida	9,11	1955
7	Hastings Frobisher	8,94	1959
8	Rosebank Frobisher-Alida	8,66	1955
9	Ingoldsby Frobisher-Alida	8,33	1955
10	Lost Horse Hill Frobisher-Alida	8,21	1963
11	Viewfield Frobisher	7,90	1968
12	Workman Frobisher	7,58	1960
13	Rosebank Alida	6,51	1955
14	Steelman Frobisher N	6,44	1954
15	Viewfield Frobisher N	6,34	1968

- **Total des découvertes : 78**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 80**
- **Population totale de gisements : 90**

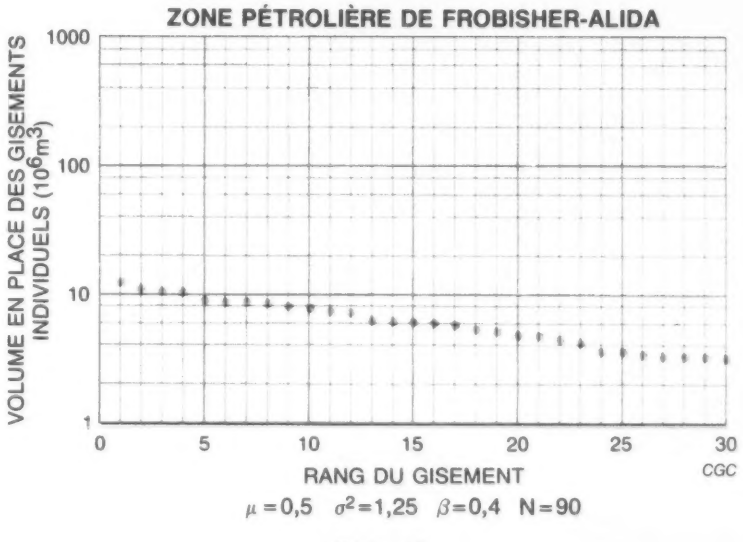


Figure 58

Les roches mères sont présumément des roches principalement autochtones contenues dans des roches carbonatées du groupe de Madison; cependant, le pétrole de certains gisements (p. ex. Gapview) provient des roches mères de la formation de Bakken.

Les roches carbonatées de plate-forme constituent de bonnes roches-réservoirs et possèdent une porosité variant de 7 à 20 %, une saturation en eau de 26 à 50 % et un facteur de récupération de 10 à 50 %. Le facteur de récupération primaire moyen des gisements de pétrole de densité moyenne est de 15 %, et de 25 % pour les gisements de pétrole léger. Les facteurs de récupération sont plus élevés lorsqu'on a recours à des méthodes de récupération secondaire.

Historique de l'exploration : Dans les 78 gisements qui font partie de cette zone

(tableau 33), on a découvert 253 x 10^6 m^3 PEP environ. Plusieurs découvertes importantes ont été faites en 1954 dans les trois directions principales d'exploration, y compris la première découverte à Pierson au Manitoba et les champs de Frobisher et Midale en Saskatchewan. C'est en 1968 que la découverte au site d'impact de Viewfield a été faite.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 14 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 12 gisements supplémentaires dont chacun contiendrait moins de 2 x 10^6 m^3 PEP. L'observation de plusieurs types de configurations de pièges laisse présumer l'existence possible d'un nombre de gisements beaucoup plus élevé que ne le permet l'analyse.

MIDALE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans l'unité de roches carbonatées de plateforme appelée "lits de Midale" de la formation de Charles, dans des pièges situés à la bordure du sous-affleurement des couches de Midale et immédiatement en aval-pendage de cette bordure. Cette zone est délimitée par la zone de sous-affleurement de Midale s'étendant de la frontière internationale à la zone d'eau de formation à faible degré de salinité, dans le sud-est de la Saskatchewan (fig. 55).

Géologie : Les lits de Midale sont surtout composés de grainstone carbonaté reposant entre les évaporites de Frobisher et de Midale et les unités anhydritiques de la formation de Charles (fig. 53).

On trouve dans cette zone deux types de pièges stratigraphiques étroitement liés. Le premier est le piège à bordure de discordance typique avec une roche-réservoir poreuse qui est obturée par les roches mésozoïques sus-jacentes. Le deuxième type de piège est une variante caractérisée par une roche-barrière se trouvant au sein même des roches carbonifères et dont l'imperméabilité totale résulte d'une altération diagénétique et d'une cimentation qui se sont produites lorsque les fluides en provenance de la surface d'érosion ont atteint la roche-réservoir. Les roches-réservoirs sont dans les deux cas des couches de bassin du groupe de Madison et de la formation de Bakken; ces couches, sous-jacentes aux roches-réservoirs, se trouvent en aval-pendage de ces dernières (Osadetz et Snowdon, 1986).

Les roches-réservoirs carbonatées d'excellente qualité présentent une porosité variant de 8 à 30 %, une saturation en eau de 30 à 50 % et un facteur de récupération de 5 à 60 % (Smith, 1980). Pour les gisements de pétrole de densité moyenne, le facteur de récupération primaire moyen est de 15 %, et de 25 % pour celui des gisements de pétrole de densité faible. Les facteurs de récupération sont plus élevés lorsqu'on a recours à des méthodes de récupération secondaire ou tertiaire. La géologie de plusieurs gisements importants a été traitée en détail par Kaldi (1982), Nesbitt (1958), Parker (1956), Smith (1980) et Wegelin (1984).

Historique de l'exploration : La première découverte dans cette zone a eu lieu en 1953, à Midale, suivie en 1954 et 1955, par celles de Frobisher, Weyburn, Lampman et Steelman. L'exploration de cette zone s'est poursuivie de façon active presque jusqu'à la fin des années 70; elle a été marquée par la découverte des champs de Tatagwa,

TABLEAU 34

ZONE PÉTROLIÈRE DE MIDALE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Weyburn U	117,00	1954
2	Midale-CN U	56,87	1953
3	Steelman U1	24,98	1954
4	Steelman U2	18,39	1954
5	Steelman U3	16,64	1954
6	Steelman U4	13,37	1954
7	Weyburn N	12,19	1954
8	Steelman U5	11,39	1954
9	Midale-CN N	8,63	1953
10	Tatagwa Z	8,25	1978
11	Carnduff U1	7,62	1955
12	Steelman U6	6,47	1954
13	Steelman N	6,25	1954
14	Glen-Ewen Z	6,01	1956
15	Pinto Z1	5,67	1957

- Total des découvertes : 53
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 30
- Population totale de gisements : 90

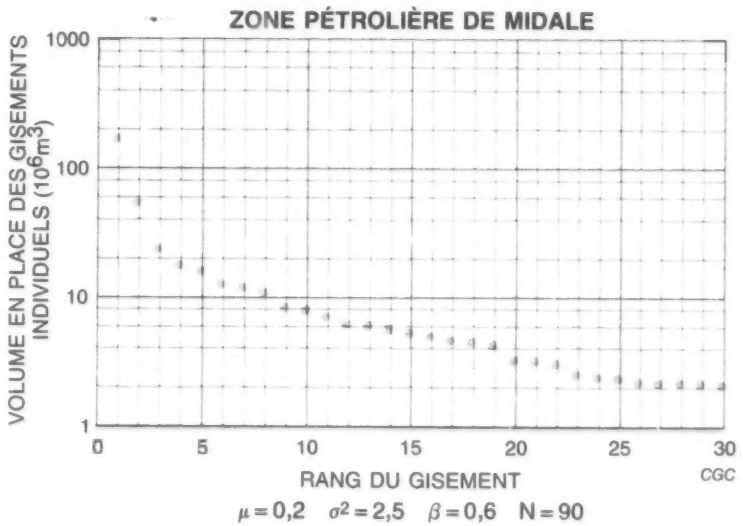


Figure 59

Bryant et Minard. On a découvert 450 x 10^6 m^3 PEP au total, réparti dans 53 gisements (tableau 34).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 26 x 10^6 m^3 PEP qui correspond à environ 5 % des ressources totales. Ce potentiel devrait se présenter dans 37 gisements supplémentaires, chacun contenant moins de 2 x 10^6 m^3 PEP (fig. 59).

RATCLIFFE STRUCTURAL

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les lits de Ratcliffe (formations de Mission Canyon et Charles) qui se trouvent sur des formes structurales de la partie centrale du bassin de Williston, dans le sud de la Saskatchewan. Cette zone est délimitée par la bordure de sous-affleurement de Ratcliffe, la frontière internationale et la zone d'eau de formation à faible degré de salinité, dans le sud-est de la Saskatchewan (fig. 55).

Géologie : Les lits de Ratcliffe sont des roches carbonatées de plate-forme qui s'étendent entre des évaporites de la formation de Charles. Elles contiennent de bonnes roches-réservoirs carbonatées, dont la porosité varie de 8 à 14 %, la saturation en eau, de 35 à 50 % et le facteur de récupération primaire, de 7 à 26 %. Les facteurs de récupération des gisements fonctionnant sous des programmes de récupération assistée s'élèvent à plus de 56 %. Des évaporites sus-jacentes (évaporites d'Oungre) servent de roches-barrières aux roches-réservoirs. La roche mère n'a pas été identifiée, mais on présume qu'elle se compose soit de roches carbonatées de bassin de Madison ou de shale de Bakken.

Les structures à l'origine des pièges se sont formées par effondrement du terrain causé par la dissolution à phase unique ou phases multiples des évaporites de Prairie sous-jacentes (Hartling *et coll.*, 1982; Smith et Pullen, 1967). La formation de ces structures peut aussi être associée à un mouvement épirogénique qui aurait agi, soit directement, soit indirectement, sur la dissolution des évaporites de Prairie.

Historique de l'exploration : Le puits n° 1 de Socony Central Leduc Del Rio Ratcliffe (5-30-11-5W2), terminé en novembre 1952, a permis de faire la première découverte du gisement Hoffer, dans cette zone pétrolière. Peu de travaux ont été concluants avant le milieu des années 60 qui ont été marquées par les découvertes faites à Hummingbird, Flat Lake, Hoffer et Lake Alma. Le volume total découvert s'élève à 16 x 10^6 m^3 PEP réparti dans sept gisements (tableau 35).

TABLEAU 35

ZONE PÉTROLIÈRE STRUCTURALE DE RATCLIFFE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Flat Lake V1	8,22	1965
2	Hummingbird	4,12	1966
5	Lake Alma	1,82	1965
8	Hoffer U	0,98	1964
20	Flat Lake L	0,34	1965
21	Hoffer L	0,32	1964
25	Flat Lake M	0,19	1965

- **Total des découvertes : 7**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 7**
- **Population totale de gisements : 30**

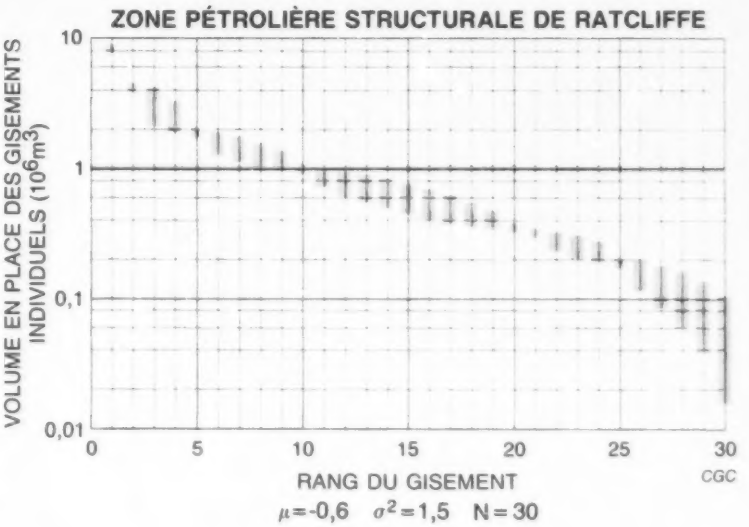


Figure 60

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 17 x 10^6 m^3 PEP, soit environ le tiers des ressources totales de cette zone pétrolière. Ce potentiel devrait se trouver dans 23 gisements supplémentaires, dont six devraient contenir de 1 à 5 x 10^6 m^3 de pétrole (fig. 60). La possibilité de délimiter ces structures par méthodes sismiques laisse supposer qu'il sera plus facile de localiser ces gisements que ceux situés dans les pièges stratigraphiques et les discordances du bassin de Williston.

Les estimations relatives du nombre de gisements et du potentiel de cette zone pétrolière sont probablement faibles.

RATCLIFFE STRATIGRAPHIQUE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les lits de Ratcliffe (formations de Mission Canyon et Charles), dans des pièges stratigraphiques formés par amincissement en biseau des roches poreuses en amont-pendage. Cette zone est délimitée par la bordure de sous-affleurement de Ratcliffe, la frontière internationale et la zone d'eau de formation à faible degré de salinité, dans le sud-est de la Saskatchewan (fig. 55).

Géologie : Les lits de Ratcliffe sont composés de roches carbonatées et d'évaporites de plate-forme déposées en milieu marin dont le type varie de normal à confiné. Les roches-réservoirs carbonatées ont un intervalle productif net de 3 à 7 m, une porosité variant de 15 à 25 %, une saturation moyenne en eau de 45 % et un facteur de récupération primaire variant de 4 à 12 %.

Les pièges surtout stratigraphiques subissent quelque peu l'influence d'éléments structuraux (Hartling *et coll.*, 1982). Une dolomitisation diagénétique précoce des sédiments de milieu marin confiné, probablement causée par le reflux de saumures hypersalines, a provoqué la formation des roches-barrières bien cimentées qui se trouvent actuellement en amont-pendage de roches-réservoirs composées de roches carbonatées de plate-forme partiellement dolomitisées. La nature de la roche mère est inconnue mais on présume qu'il s'agit, soit de roches carbonatées de bassin de Madison, soit de shale de Bakken.

Historique de l'exploration : Le gisement le plus important de cette zone pétrolière a été découvert à Oungre, en 1959. Au cours de la décennie suivante, on n'a découvert que cinq autres gisements à Oungre, Freda Lake, Neptune et Skinner Lake (tableau 36). Les réserves totales de la zone pétrolière s'élèvent environ à 34 x 10^6 m^3 PEP dont 15 x 10^6 m^3 occupent le gisement d'Oungre.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 14 x 10^6 m^3 PEP, qui correspond environ à 30 % des ressources totales de la zone pétrolière. Ce potentiel devrait se présenter dans 24 gisements supplémentaires dont la plupart contiennent moins de 1 x 10^6 m^3 PEP (fig. 61). Le diagramme (fig. 61) des dimensions prévues des gisements indique que la majeure partie de cette ressource se concentre dans un petit nombre de gisements importants déjà découverts. Le reste des gisements est probablement de faible étendue de sorte qu'il sera difficile de les détecter au moyen de méthodes sismiques.

TABLEAU 36

ZONE PÉTROLIÈRE STRATIGRAPHIQUE DE RATCLIFFE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Oungre	14,53	1959
2	Freda Lake	6,98	1967
3	Skinner Lake	5,37	1969
4	Neptune	4,07	1967
6	Oungre	1,83	1959
10	Skinner Lake	1,01	1969

- **Total des découvertes : 6**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 6**
- **Population totale de gisements : 30**

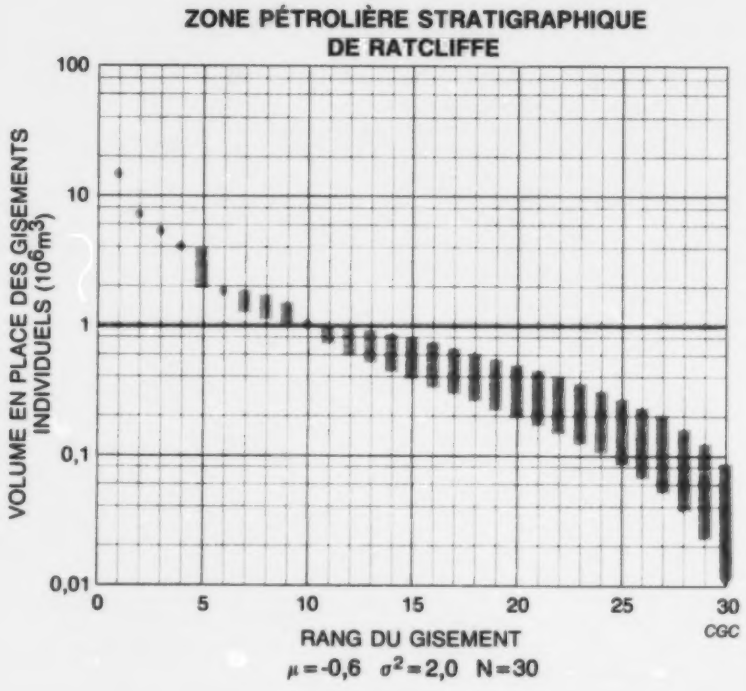


Figure 61

JURASSIQUE ET TRIAS

Les couches de la séquence d'Absaroka déposées au Trias et au Jurassique inférieur ou moyen représentent les phases finales d'une sédimentation cratonique représentée par les successions principalement carbonatées du Paléozoïque. Ces sédiments du Mésozoïque contiennent de nombreuses unités carbonatées mais ils se composent surtout de roches clastiques. Les faciès cratoniques sont déposés face à des milieux marins ouverts sur les plates-formes et les talus de l'ancien craton nord-américain. Ces dépôts proviennent de l'est et leur épaisseur augmente vers l'oust

Les couches du Jurassique supérieur sont, au contraire, composées d'unités silicoclastiques déposées dans un bassin d'avant-pays engendré par l'orogénèse de la bordure ouest du craton. Même si les sédiments déposées au Jurassique supérieur et par la suite provenaient principalement de l'ouest, des quantités moins importantes de sédiments issus de l'est ont contribué à la stratigraphie. Dans le bassin de l'Alberta, la base de l'Oxfordien devrait contenir les premières phases de sédimentation du bassin d'avant-pays. Dans le bassin de Williston, les sédiments les plus anciens de cette phase datent du Barrémien ou de l'Aptien (Crétacé inférieur).

MODES DE SÉDIMENTATION ET RÉPARTITION

Les couches des bassins de l'Alberta et de Williston ont été déposées au Trias et au Jurassique inférieur à moyen sur une large plate-forme cratonique marginale, dans un milieu d'eau marine peu profonde. Une ancienne et large arche de Sweetgrass a divisé les deux bassins mais elle a aussi été périodiquement inondée au cours du Jurassique. La région de Peace River constituait le centre de sédimentation du bassin de l'Alberta qui a probablement conservé sa configuration de bassin héritée de la fin du Paléozoïque et maintenue pendant tout le Trias et presque tout le Jurassique. L'équilibre entre la sédimentation et les fluctuations épisodiques du niveau de la mer a contrôlé la répartition des divers faciès sédimentaires. La dérive graduelle mais continue vers le nord du continent nord-américain avait placé le bassin à des paléolatitudes moins favorables à la sédimentation de roches carbonatées. C'est pourquoi la plupart des roches sont d'origine clastique. Les transgressions marines du craton, en particulier au cours du Trias, ont été moins importantes que celles qui ont eu lieu au cours du Paléozoïque. Bien que la répartition actuelle des roches triasiques soit attribuable à une érosion ultérieure (fig. 62), les sédiments conservés présentent en général un faciès littoral ou quasi littoral à leur limite d'érosion orientale, ce qui semble indiquer qu'il s'agit là sans doute de leur limite de sédimentation originale. Par contre, il n'a pas été possible de délimiter l'étendue initiale des roches jurassiques.

Une grande partie des sédiments triasiques du bassin de l'Alberta proviendrait de roches permiennes et carbonifères du craton émergeant à l'est et au nord. Ces régions à relief plat ont produit les roches clastiques matures à cycles multiples et

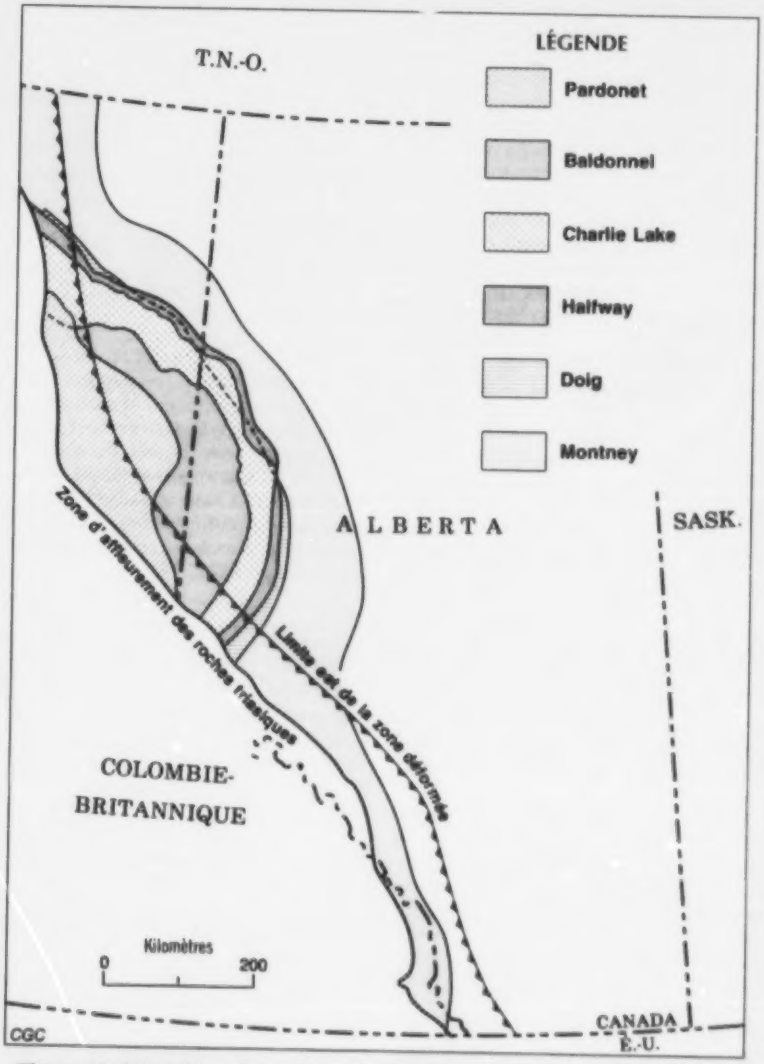


Figure 62. Répartition des roches triasiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

riches en quartz qui constituent le sédiment principal. Les roches jurassiques du bassin de l'Alberta provenaient principalement de roches carbonifères et dévoniennes exposées à l'est, à l'exception des roches de la fin du Jurassique issues de la zone orogénique en soulèvement à l'ouest.

Dans le bassin de l'Alberta, le dépôt des sédiments du Trias s'est fait au cours de trois fluctuations importantes du littoral. Les cycles qui en résultent indiquent l'équilibre atteint entre les changements du niveau marin et l'arrivée de roches clastiques ou la progression des sédiments vers la mer au cours du Trias inférieur, moyen et supérieur (tableau 37). La superposition verticale en séquences répétitives de faciès étroitement liés documente des fluctuations moins importantes au sein de chaque cycle. La succession du Trias inférieur est surtout composée de siltstone et de shale qui s'amincissent et deviennent plus sableux en direction du littoral oriental. Dans les parties les plus profondes de la plate-forme, on observe un plus grand nombre de shales foncés qui semblent avoir été déposés dans des conditions plus euxiniques. Les sédiments du Trias moyen comprennent aussi des shales euxiniques de couleur brune mais contiennent un pourcentage plus élevé d'unités de grès dans le faciès proximal oriental. Le Trias supérieur se distingue par une plate-forme relativement grande d'évaporites de sebkha interstratifiées de façon complexe, de roches carbonatées déposées en milieu d'eau marine peu profonde et de roches clastiques grossières de littoral. Les dépôts extracôtiers équivalents sont des siltstones, des grès et des roches carbonatées squelettiques déposés en milieu marin normal.

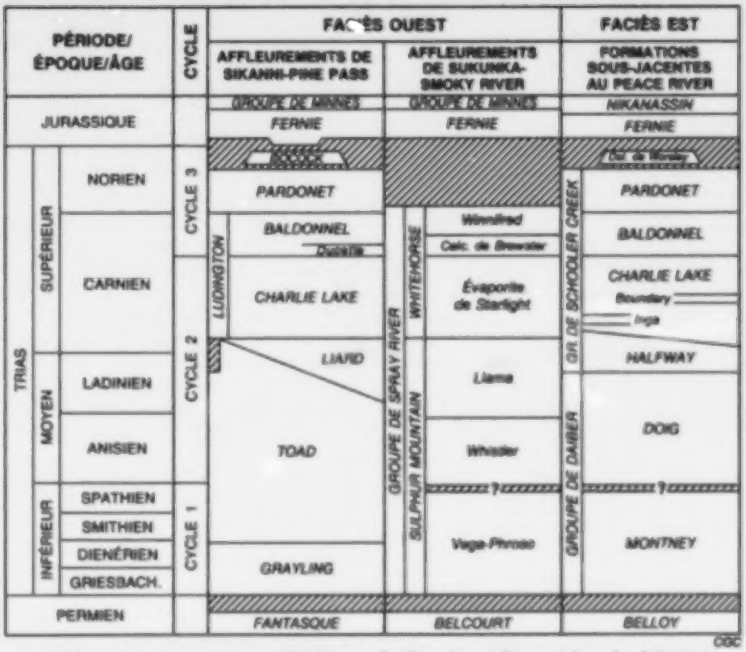


Tableau 37. Formations triasiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

La stratigraphie ne contient aucun indice de sédimentation triasique dans la partie canadienne du bassin de Williston. Certaines parties des lits rouges de Watrous et Amaranth datent peut-être du Trias bien qu'aucun âge définitif n'ait pu être établi.

La succession des roches du Jurassique inférieur et moyen du bassin de l'Alberta est surtout composée de sédiments clastiques à grain fin déposés sur une vaste plate-forme cratonique au cours de phases de transgression en provenance de l'ouest. De petites quantités de sable et de roches carbonatées se sont déposées au cours du dépôt de cette succession. Des fluctuations brusques du niveau marin ont causé plusieurs intervalles d'érosion très répandus au sein de ces couches. Un événement important survenu avant la formation de l'arche de Sweetgrass pendant la phase laramienne, s'est traduit par la formation d'un relief positif au cours de la sédimentation du Jurassique. L'arche de Sweetgrass aurait limité la sédimentation sur la partie sud de la plate-forme de l'Alberta et séparé cette région du bassin de Williston. L'érosion post-sédimentaire dans presque tout l'Ouest canadien a éliminé tout indice de sédimentation, sauf dans les contreforts et dans la subsurface immédiatement adjacente (fig. 75).

De nouveaux mouvements d'affaissement survenus au cours du Jurassique moyen sont à l'origine du dépôt d'une épaisse succession de grès, de shales et d'évaporites dans le bassin de Williston. Des sédiments dérivés de l'est ont progressé dans le bassin et ont chevauché, au Jurassique supérieur, l'arche de Sweetgrass pour ensuite se combiner aux roches clastiques dérivées de l'activité orogénique columbienne dans l'ouest.

OCCURRENCES DE PÉTROLE

Environ 10 % des premières réserves de pétrole conventionnel découvertes dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se trouvent dans des roches d'âge triasique et jurassique. Environ la moitié de ces réserves se trouvent dans les roches triasiques de la région de Peace River, en Colombie-Britannique et en Alberta, principalement dans des pièges stratigraphiques. La plupart des accumulations de pétrole jurassiques sont contenues dans des pièges stratigraphiques en biseau composés de sable et situés en amont-pendage dans la partie ouest du bassin de Williston. Bien que l'on ait repéré d'abondantes roches mères éventuelles dans les successions triasiques et jurassiques, aucune n'a pu être corrélée de façon certaine avec les gisements d'hydrocarbures.

SECTEURS D'EXPLORATION PÉTROLIÈRE

Les secteurs d'exploration les plus susceptibles de contenir des roches triasiques ou jurassiques pétrolifères se situent dans les régions du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien les plus limitées au sens géographique. Au sein du bassin de l'Alberta, les cibles d'exploration triasiques sont essentiellement limitées au secteur de Peace River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'Alberta. Les roches productives d'âge jurassique se trouvent dans un petit nombre de zones pétrolières des secteurs du centre et du sud de l'Alberta de même que du bassin de Williston et de l'arche de Sweetgrass.

SECTEUR DE PEACE RIVER

Les strates triasiques du bassin de l'Alberta ne présentent une épaisseur appréciable que dans le secteur de Peace River (fig. 44 et 62), et à l'intérieur d'une longue zone étroite conservée à proximité des contreforts et des montagnes Rocheuses, et à l'intérieur de ceux-ci. On ne rencontre que rarement des grès jurassiques, soit qu'ils n'aient pas été déposés dans cette région, soit que toute trace de leur présence ait été effacée par érosion.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Les roches du système triasique se présentent principalement dans le sous-sol, à l'intérieur d'un rentrant du craton, centré dans la baie de Peace River, d'âge carbonifère et permien (fig. 62). On suppose que la subsidence différentielle de cette région par rapport aux zones cratoniques environnantes a eu lieu pendant et après le Trias. La conservation à cet endroit de ce centre de sédimentation est le seul indice repéré en subsurface (bien qu'il s'agisse d'un indice indirect) des mouvements épirogéniques survenus au Trias.

Le Triasique est caractérisé par trois grands cycles de transgression et de régression (tableau 37). À l'intérieur de chaque cycle, des modes de sédimentation variés mais apparentés, ont eu lieu sur la plate-forme cratonique marginale. Il s'agit des cycles suivants : la sédimentation clastique du Trias inférieur, sur la plate-forme distale de Montney et sur le littoral; la sédimentation clastique apparentée, allant du Trias moyen au début du Trias supérieur (Carnien inférieur), survenue sur la plate-forme de Doig-Halfway-Charlie Lake et sur le littoral et accompagnée du dépôt de minces unités évaporitiques et carbonatées; et la sédimentation carbonatée de Baldonnel-Pardonet du milieu du Trias supérieur (Carnien supérieur à Norien), survenue en milieu d'eau peu profonde. Les cycles sont caractérisés, vers le haut, par une sédimentation en eau de moins en moins profonde, avec en général l'apparition d'un mince faciès transgressif suivi d'un faciès régressif de grande épaisseur. Généralement, la régression a correspondu à la disparition totale des conditions marines qui a entraîné l'apparition de discordances stratigraphiques ou de lacunes de sédimentation. L'activité épirogénique dans les régions sources de sédiments, les variations climatiques (Gibson, 1975) et les variations relatives du niveau marin ont toutes contribué à produire les variations observées dans les faciès sédimentaires.

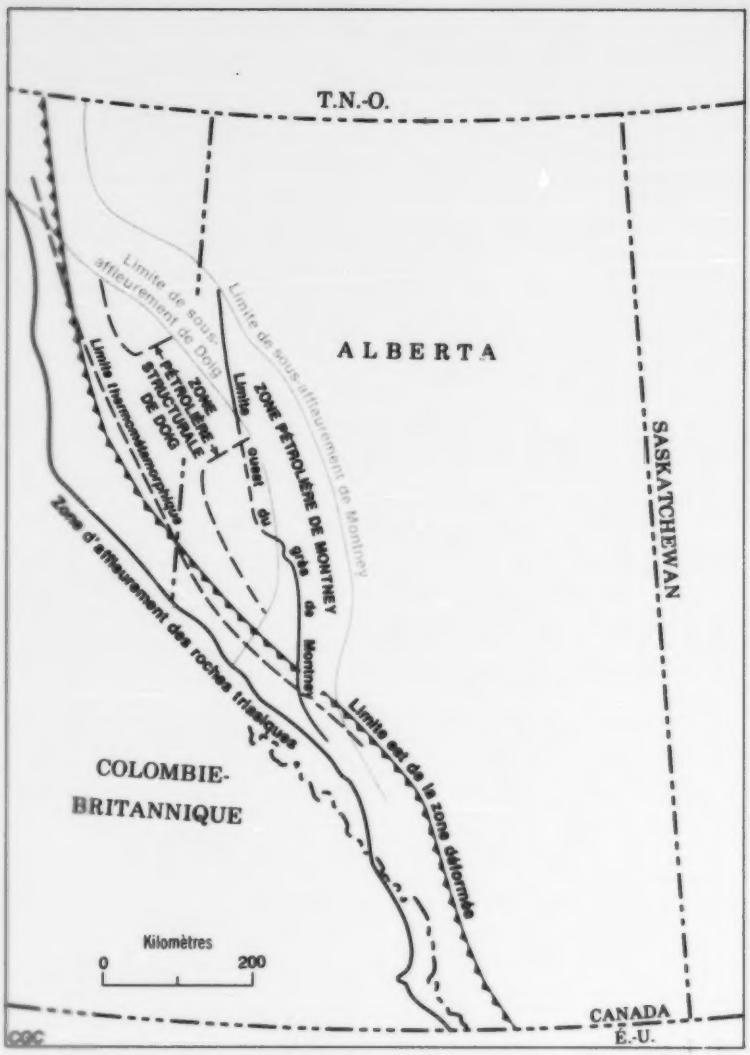


Figure 63. Zones pétrolières des formations de Montney et Doig.

Les sédiments de la phase transgressive des premiers cycles triasiques (Trias inférieur), dont la répartition est illustrée à la figure 63, sont dominés par le dépôt de shales calcaires finement stratifiés et de siltstone argileux (Barss *et coll.*, 1964), associés au niveau inférieur de la formation de Montney (qui correspond approximativement au Griesbachien et au Dienerien), et aux formations équivalentes situées à l'ouest. Les dépôts transgressifs, formés localement près de la base, du type résidus de déflation, sont constitués de conglomérats, cherts et grès contenant des galets phosphatés (Gibson, 1975). Vers la limite est de la plate-forme, les grès glauconieux à grain fin sont interstratifiés avec les shales.

Les dépôts régressifs, ou la seconde partie du cycle, sont représentés par les parties moyenne à supérieure de la formation de Montney (qui correspond approximativement au Smithien et au Spathien), et par les formations équivalentes situées à l'ouest. Ces strates se composent de lits épais de siltstone dont la nature varie de dolomitique à calcaire, accompagnés d'un peu de calcaire et de grès. Elles se caractérisent par une granulométrie de plus en plus grossière, par la présence de glauconite, de bioclastes, de rides de plage et des strates obliques, que l'on considère comme le produit d'une sédimentation infralittorale. Des grès poreux et des calcaires coquilliers (qui dans les régions de Sturgeon et Kaybob constituent les roches-réservoirs du pétrole et du gaz) correspondent à des avancées marquées d'un faciès de type littoral sur la plate-

forme continentale.

Le second cycle (qui va du Trias moyen au début du Trias supérieur) est caractérisé par une progradation d'ensemble ou un déplacement vers l'ouest de la ligne de rivage. La répartition de ces roches est illustrée à la figure 64. D'épaisses couches de produits clastiques du niveau inférieur de la formation de Doig reposent sur des résidus de déflation phosphatés, au-dessus d'une lacune de sédimentation, et sont à leur tour recouverts par les grès régressifs infralittoraux des niveaux supérieurs des formations de Doig et de Halfway. La formation de Charlie Lake termine le cycle. Elle comprend des évaporites interstratifiées, des lits rouges, des grès et des calcaires, et représente une nette régression durant laquelle les lignes de rivage se sont déplacées vers les parties ouest de la région.

Les deux principaux types de lithofaciès et de roches-réservoirs de Halfway sont des grès quartzeux bien triés, de granulométrie fine à moyenne, et des grès coquilliers. Ces derniers se composent de grains de quartz et de fragments de pélécypodes, brachiopodes et crinoïdes, contenus dans une matrice de dolomie microcristalline (Cant, 1986; Halton, 1983). À l'ouest du faciès littoral, la formation de Halfway se présente comme un dépôt sédimentaire étendu, composé de grès microcristallins (sables "continus", Clark, 1961; Armitage, 1962), contenant de rares interstratifications calcaires. On estime que ce faciès représente la zone infratidale inférieure et un milieu sédimentaire de plate-forme ouverte. La transition entre la formation de Halfway et la formation de la base de Charlie Lake représente une progradation des sédiments supratidaux d'arrière-arc de type sebkha, surmontant des grès de Halfway. Le contact entre les grès de Halfway et les évaporites de Charlie Lake est net à l'est, en subsurface, mais beaucoup moins, à l'ouest, où la formation de Charlie Lake est dominée par la présence de grès déposé en milieu marin ouvert (Armitage, 1962; Barss *et coll.*, 1964).

La formation de Charlie Lake (fig. 65) est caractérisée par des variations latérales et verticales abruptes des lithofaciès. Les faciès principaux contiennent de l'anhydrite, de la dolomie évaporitique, un siltstone dolomitique et ferrugineux, un carbonate stromatolitique, et des grès à grain fin. On considère que la plupart de ces produits ont été déposés en milieu de nature évaporitique d'eau peu profonde.

Les strates du troisième cycle comprennent des calcaires, des siltstones et des dolomies des formations de Baldonnel et Pardonet, qui représentent un retour aux conditions normales de sédimentation marine en eau peu profonde. Ce cycle diffère des précédents, en ce qu'il est dominé par la sédimentation de roches carbonatées. On définit ce cycle par une phase transgressive qui correspond au niveau inférieur de la formation de Baldonnel (Carnien supérieur), qui recouvre les évaporites de Charlie Lake sur lesquelles reposent les niveaux supérieurs des formations de Baldonnel et de Pardonet (Norien). Ce cycle se termine à son sommet par le calcaire régressif de Bocock, qui n'est conservé qu'au centre du bassin. La formation de Bocock se limite à la zone affleurante où elle se manifeste sporadiquement. Il s'agit de calcaires bioclastiques et résistants, de nature granulaire à micritique et de couleur gris clair, qui recouvrent la formation de Pardonet (Gibson, 1975). Ce faciès atteste d'une sédimentation en eau très peu profonde.

La dolomie de Worsley ou de Tangent, dont l'âge demeure inconnu, repose au sommet de la formation de Charlie Lake (où les formations de Baldonnel et Pardonet sont absentes), dans la région de Worsley, au nord-ouest de l'Alberta. Parmi les unités qui peuvent être mises en corrélation avec celles-ci, figurent les formations de Pardonet et Bocock, ainsi que le niveau le plus bas de la formation jurassique de Fernie.

Le contact du Trias avec la formation jurassique sus-jacente de Fernie est discordant dans toute la région de Peace River. La surface d'érosion pré-jurassique rejoint à l'est

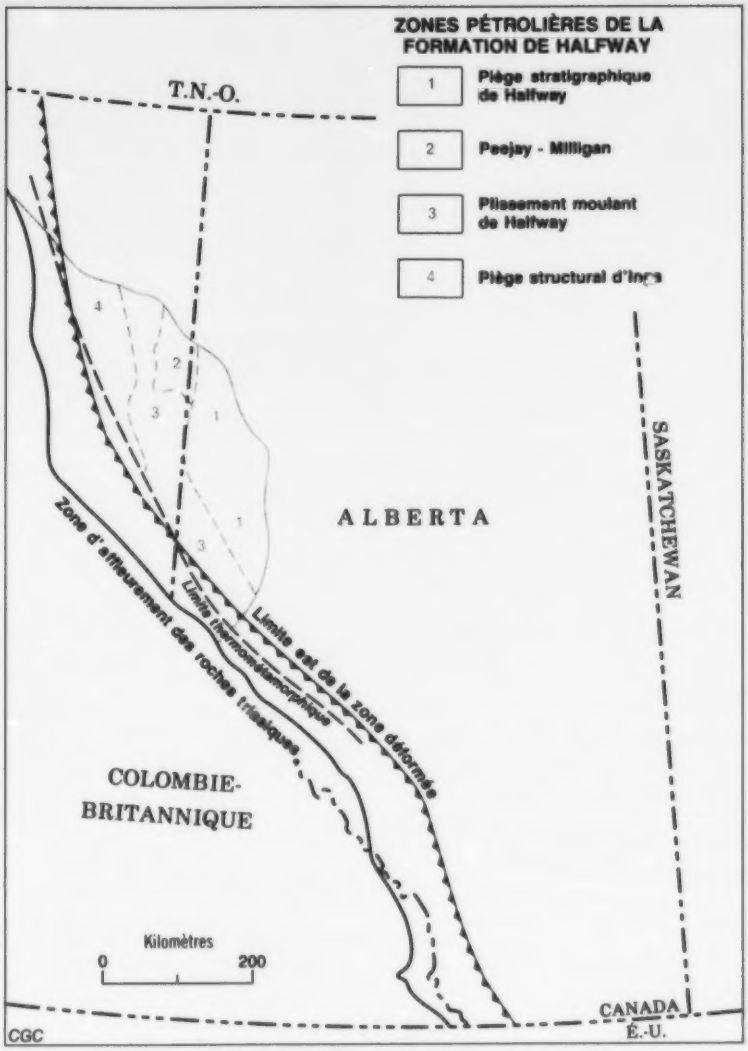


Figure 64. Zones pétrolières de la formation de Halfway.

et au nord la surface d'érosion pré-crétacée; les deux épisodes d'érosion ont eu pour effet de réduire à l'est l'étendue des sédiments triasiques conservés.

Dans le secteur de Peace River, la sédimentation jurassique comprend deux cycles déposés avant la succession de bassin d'avant-pays, et un cycle déposé à la base de cette dernière. Le premier cycle se compose du shale et du calcaire de "la base de la formation de Fernie", suivis de la sédimentation des shales phosphatés, des shales calcaires et non calcaires et du calcaire siliceux du membre de Nordegg. Le second cycle comporte un shale non dénommé et un grès appelé grès de Rock Creek (Lackie, 1958). Le grès n'est peut-être pas l'équivalent du membre de Rock Creek qui affleure dans l'ouest de l'Alberta. À la base du quatrième cycle, les "lits verts" de la formation de Fernie reposent au-dessus d'une discordance stratigraphique. Dans la région centrale de l'Alberta, on rencontre un autre cycle intermédiaire de sédimentation, le troisième, survenu durant l'intervalle qui correspond à la discordance stratigraphique (tableau 47). On estime que cette discordance représente un rajeunissement passager de l'arche de Peace River au cours du Jurassique moyen (Poulton, sous presse; Davies et Poulton, 1986). Les "lits verts" constituent la base de la succession du bassin d'avant-pays et passent progressivement vers le haut aux "lits de transition" marins de la formation de Fernie et à la formation sus-jacente de Monteith, formation continentale d'âge jurassique et crétacé qui fait partie du groupe de Minnes.

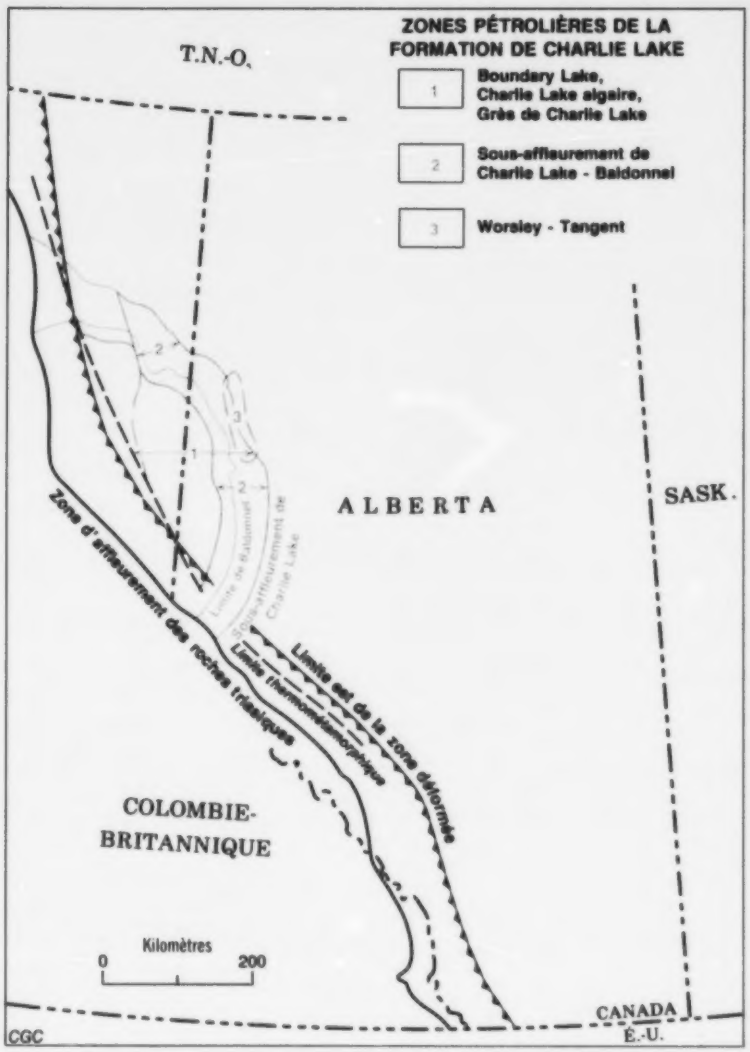


Figure 65. Zones pétrolières de la formation de Charlie Lake.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Dans la région du secteur de Peace River, le Trias représente environ 4 % des réserves de pétrole conventionnel, en place et récupérable, du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. La majeure partie du pétrole triasique est contenue dans des pièges stratigraphiques liés à des lithofaciès infralittoraux. De nombreux gisements révèlent un élément supplémentaire de contrôle structural, par exemple, une structure moulant des détails structuraux ou morphologiques plus profonds, un élément pénécontemporain de contrôle structural des faciès sédimentaires ou bien un enrichissement des roches-réservoirs lié au développement ultérieur de failles. Généralement, les roches-réservoirs présentent un bon degré de porosité et de perméabilité. Les faciès évaporitiques constituent les barrières latérales et sommitales qui imperméabilisent les pièges. On en a conclu que les roches mères éventuelles avaient sans doute été des faciès riches en matière organique, formés en milieu d'eau profonde, dont on a noté la présence en aval-pendage de la succession triasique. Il se peut aussi que le pétrole provienne d'éventuelles roches mères situées dans d'autres systèmes.

ZONES PÉTROLIÈRES

Dans le présent chapitre, on analyse au total 11 zones prouvées et deux zones possibles, situées dans le secteur de Peace River. Toutes les zones pétrolières se trouvent dans des roches-réservoirs d'âge triasique, et l'on ne pense pas qu'il puisse exister de gisements dans les roches jurassiques. Les grès jurassiques de ce secteur sont improductifs, et pour des raisons pratiques, sont inclus dans la zone pétrolière de Rock Creek du secteur du centre et du sud de l'Alberta.

Zones pétrolières possibles

En raison de l'étendue restreinte de la zone explorée et de l'historique relativement long de l'exploration, on a cherché à vérifier la plupart des notions sur le piégeage du pétrole. Une seule zone pétrolière possible a fait l'objet d'analyses dans le cadre du présent rapport, soit la zone de **plissement moulant de Baldonnel**. Bien que l'on n'ait encore annoncé aucune découverte de pétrole dans cette zone pétrolière, on a trouvé un certain nombre de gisements de gaz naturel dont la présence confirme l'existence à la fois d'un réservoir et d'un piège.

Zones pétrolières prouvées

Aux fins de la présente évaluation, on a associé les gisements pétroliers triasiques du secteur de Peace River à 11 zones pétrolières. Neuf de ces zones contiennent un nombre assez grand de gisements pour qu'on puisse les analyser par le modèle du processus de découverte. Les deux zones pétrolières qui n'ont pas fait l'objet d'une analyse rigoureuse sont la zone de **Worsley-Tangent** et la zone **sous-affleurante de Charlie Lake - Baldonnel**. On a placé dans la zone de Worsley-Tangent deux découvertes (Worsley, 1961; Hamelin Creek, 1980), qui se trouvent dans des réservoirs dolomitiques de même type et d'âge incertain, mais sans doute triasique. Les deux gisements se présentent dans des lambeaux de chevauchement recouvrant en discordance des roches triasiques plus anciennes. Ces unités dolomitiques ont été rendues plus poreuses par la diagenèse associée à l'épisode d'érosion pré-jurassique.

On a défini la zone pétrolière **sous-affleurante de Charlie Lake - Baldonnel**, de façon à inclure les gisements et sites d'intérêt associés à la limite d'érosion sous-affleurante des dolomies de Charlie Lake et de Baldonnel. À l'intérieur de la région de Spirit River, Rycroft et Saddle Hills, on a réalisé trois découvertes dans des dolomies dont le degré de porosité avait augmenté durant l'épisode d'érosion pré-jurassique. Cette zone a été le foyer d'importantes activités d'exploration durant la période allant de 1983 à 1985, qui ont permis de réaliser un certain nombre de découvertes supplémentaires.

MONTNEY

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les calcaires coquilliers et les grès et la formation de Montney, dans des biseaux de roches poreuses résultant de variations de faciès, dans des plissements moulants et dans des discordances stratigraphiques. La zone est limitée à la répartition actuelle des grès de Montney, région d'environ 130 km de largeur, à l'ouest de la limite de sous-affleurement (fig. 63).

Géologie : Les roches-réservoirs se trouvent dans quatre membres gréseux de la formation de Montney, qui représentent probablement des épisodes de progradation de sables infratidaux interstratifiés avec des strates de plate-forme de nature distale à proximale. La roche-réservoir principale se compose de dolomie coquillière sableuse et limoneuse. Parmi les roches-réservoirs moins productives, on trouve des grès argileux, limoneux et quartzeux, finement à très finement grenus, cimentés par des carbonates (Metherell, 1966; Miall, 1976). Les gisements sont contenus dans des roches-réservoirs caractérisées par des degrés de porosité intergranulaire et interstitielle compris entre 3 et 15 %, un intervalle productif net qui varie de 2,7 à 7,0 m et des facteurs de récupération atteignant de 11 à 25 %.

Les pièges résultant de l'amincissement d'un faciès se forment à l'endroit où prennent fin, latéralement, le calcaire coquillier et le grès du faciès de la roche-réservoir, au niveau où ces derniers se transforment en unités composées de siltstone et de shale. La troncature par érosion a engendré des pièges, aux endroits où la surface de discordance pré-jurassique tronque progressivement les unités triasiques plus anciennes à l'est, y compris la formation de Montney, comme dans le champ pétrolier de Sunset. Le plissement moulant des roches-réservoirs de Montney, au-dessus de la topographie récifale de Leduc, a créé le piège du champ de Sturgeon Lake South. Les roches-barrières latérales et sommitales sont constituées par le faciès de Montney com-

TABLEAU 38

ZONE PÉTROLIÈRE DE MONTNEY

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Kaybob South A	34,25	1963
4	Sturgeon Lake South A	4,77	1955
5	Sunset A	4,13	1960
9	Sturgeon Lake South B	1,20	1952
18	Sunset B	0,11	1975

- Total des découvertes : 5
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 5
- Population totale de gisements : 20

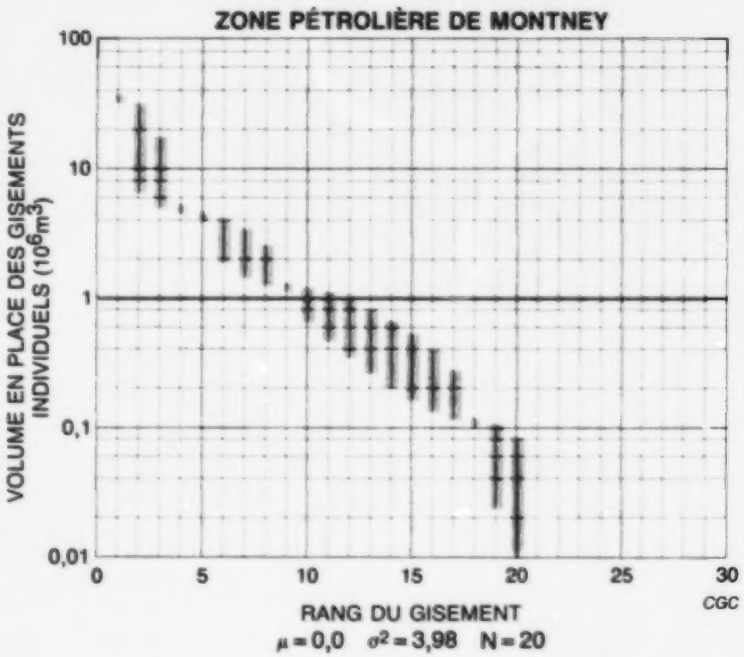


Figure 66

posé de siltstones et de shales, et par les shales jurassiques de Nordegg. Les shales au sein des formations de Nordegg et Montney sont des roches mères probables.

Historique de l'exploration : La première découverte a eu lieu dans cette zone à Sturgeon Lake South en 1955, dans un puits de développement, à Leduc (Shell Oil Company, 1956; Sproule et Boggs, 1956). Les champs pétroliers de Sunset Field et Kaybob South ont été découverts en 1960 et 1963; la seule découverte qui ait eu lieu depuis a été celle d'un second gisement à Sunset, en 1975. L'exploration est peut-être rendue difficile par la minceur, la répartition erratique et la définition sismique relativement médiocre des unités qui composent la roche-réservoir.

Il existe actuellement dans la zone pétrolière cinq gisements contenant un total de 44,4 x 10^6 m^3 PEP (tableau 38).

Potentiel de la zone : On estime que les ressources non découvertes de cette zone pétrolière se situent dans un vaste intervalle de 22 à 54 x 10^6 m^3 PEP, et présentent une valeur médiane de 34 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait se répartir dans 15 gisements, dont le plus vaste aurait une valeur médiane de 14 x 10^6 m^3 (fig. 66).

DOIG STRUCTURAL

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans des structures moulantes et des anticlinaux de la formation de Doig. Cette zone pétrolière est définie à l'ouest par la limite thermométamorphique des contreforts et par la limite d'érosion de Doig au nord, à l'est et au sud (fig. 63).

Géologie : La zone pétrolière, centrée dans le bloc de Peace River, doit sa formation à des structures engendrées par le chevauchement laramien, à proximité des contreforts, et à des structures moulant des failles sur l'arche de Peace River.

Les grès constituant les roches-réservoirs de la formation de Doig ont une composition variable, et se répartissent irrégulièrement dans toute la région. Ils sont interstratifiés avec les siltstones et les shales qui sont dominants dans la formation. Les grès apparaissent dans les parties sommitales de la formation et représentent une partie de la transition régressive vers les grès de la formation de Halfway. Les grès, dont la stratification varie d'oblique à massive et la granulométrie, de très fine à fine, ont un caractère limoneux ou schisteux, sont cimentés par des carbonates et ont, par endroits, l'apparence de calcaires coquilliers (Armitage, 1962; Aukes et Webb, 1986; Fulton, 1966). Le caractère des milieux de sédimentation varie de celui de plate-forme distale à l'ouest à celui de ligne de rivage à l'est.

Les gisements de pétrole ont une superficie inférieure à celle d'une section; l'intervalle productif net se situe entre 2 et 15,5 m et la porosité, entre 6 et 11 %; les facteurs de récupération atteignent en moyenne 8 %. Les roches-barrières supérieures correspondent à un faciès imperméable de grès de Halfway, tandis que les roches-barrières inférieures et latérales sont constituées des shales et des siltstones environnants de la formation de Doig. On compte au nombre

TABLEAU 39

ZONE PÉTROLIÈRE DE DOIG

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Buick Creek B	1,06	1976
3	Stoddart West A	0,42	1977
4	Buick Creek A	0,34	1977
10	Stoddart West B	0,09	1980
11	Cache Creek A	0,08	1978
12	Fireweed A	0,08	1978
14	2-28-84-21	0,06	1978
15	Red Creek B	0,06	1976
16	Cache Creek B	0,04	1979
19	Fireweed B	0,03	1978
20	B-6-D/94-A-14	0,03	1978

- **Total des découvertes : 11**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 11**
- **Population totale de gisements : 30**

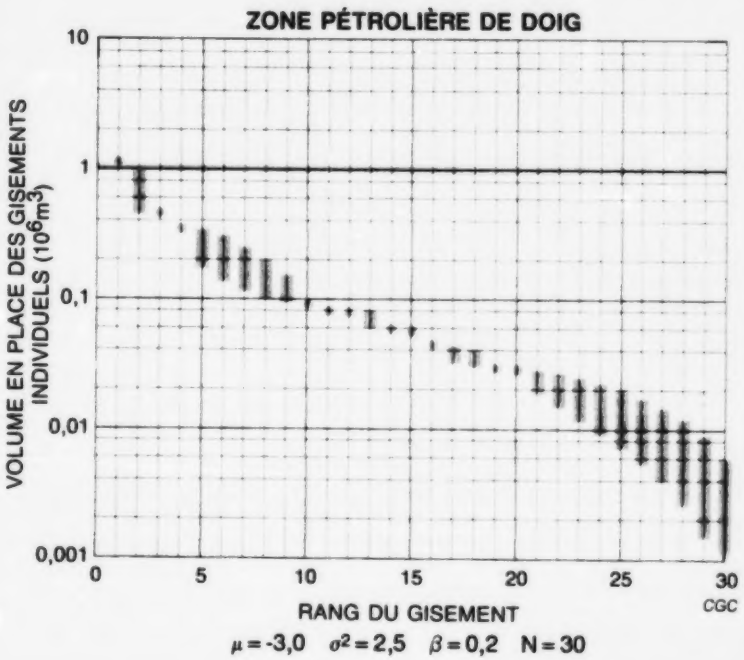


Figure 67

des roches mères éventuelles les shales et les siltstones de Doig, les évaporites de Charlie Lake et les shales jurassiques de Fernie.

Historique de l'exploration : Cette zone pétrolière est relativement nouvelle, et représente la première des découvertes des gisements de pétrole de Red Creek et de Buick Creek, en 1976. À l'heure actuelle, on a dénombré à l'intérieur de cette zone 11 gisements qui correspondent à un total de 2,3 x 10^6 m^3 PEP (tableau 39). Le gisement le plus vaste se trouve à Buick Creek, et son volume initial est estimé à 1,1 x 10^6 m^3.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 2 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait se répartir dans 19 gisements supplémentaires. Le gisement non découvert le plus vaste (le second en importance dont on ait prédit l'existence dans la zone) devrait contenir entre 0,4 et 1,0 x 10^6 m^3 PEP (fig. 67). Les parties profondes de la zone pétrolière au sud, ainsi que l'extrémité ouest de la région, contiennent sans doute des gisements de gaz. Dans la partie est de la zone, en Alberta et aux environs de l'axe de Peejay et Milligan en Colombie-Britannique, le grès de Doig repose sous la formation poreuse de Halfway, et ne contient donc pas de couches imperméables sommitales qui puissent constituer un piège.

PEEJAY - MILLIGAN

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les grès de la phase "discontinue" de la formation de Halfway, là où ces grès ont comblé des dépressions isolées creusées par érosion sur la surface de Doig, et ont ensuite été obturés par les roches évaporitiques susjacentes. La zone pétrolière est délimitée par la limite d'érosion (ou de sédimentation) présente à l'est et au nord, par le passage au faciès du grès "continu" de Halfway à l'ouest et au sud et, à l'est, par la transition à une zone au sein de laquelle la sédimentation des grès s'est opérée dans un cadre différent, sur une surface non érodée uniforme de la formation de Doig (fig. 64).

Géologie : Cette zone, centrée sur la région de Peejay-Milligan, comprend une partie de la formation de Halfway déposée dans un milieu de type littoral. Les roches-réservoirs sont constituées de lentilles isolées de grès quartzeux et coquillier, comblant des dépressions creusées par érosion à la surface de la formation de Doig (Fulton, 1966). Les grès se présentent sous forme de corps allongés, orientés généralement vers le sud-est et disposés en échelon dont les déplacements en gradins s'effectuent vers l'est. Cette disposition reflète peut-être la présence de réseaux de failles apparus dans

TABLEAU 40

ZONE PÉTROLIÈRE DE PEEJAY-MILLIGAN

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Peejay Unit 2	8,93	1965
2	Peejay Unit 1	5,80	1959
3	Wildmint A1	3,80	1960
4	Weasel Unit 1	3,69	1965
5	Beatton River A	3,42	1958
6	Peejay Pacific Arco	2,85	1964
7	Peejay Unit 3	2,12	1959
8	Weasel Unit 2	1,73	1965
9	Wolf	1,72	1966
10	Milligan Creek A	1,71	1957
12	Peejay West A	1,05	1962
13	Bulrush A	0,94	1963
14	Currant A	0,79	1965
17	Weasel West A	0,63	1971
18	Beatton River C	0,59	1971
19	Wildmint A2	0,58	1962
21	Wildmint B	0,45	1962
24	Elm A	0,34	1971
25	Weasel B	0,33	1965
26	Beatton River D	0,30	1971
27	Bulrush B	0,29	1977
29	Weasel F	0,24	1961

- Total des découvertes : 35
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 22
- Population totale de gisements : 50

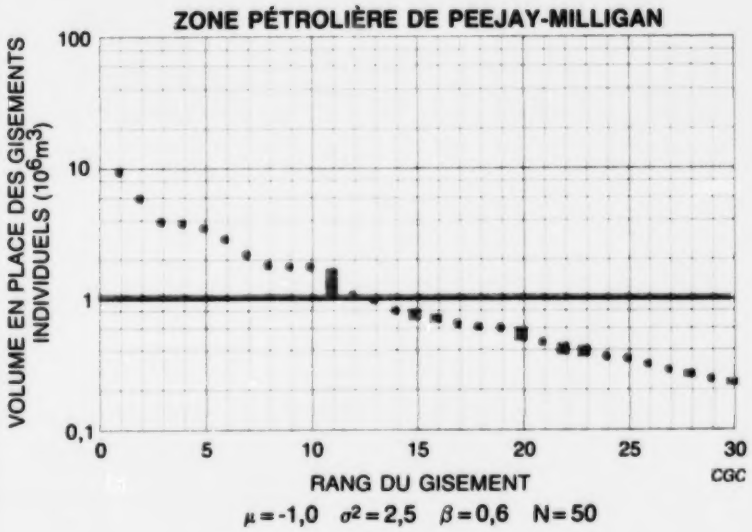


Figure 68

la surface sous-jacente de Doig.

Les grès à stratification oblique, finement à moyennement grenus, présentent un aspect arrondi à subarrondi et sont faiblement cimentés par du carbonate et de la silice. On rencontre fréquemment du chert, des granules de collophane et des fragments de coquilles. Les réservoirs se distinguent par une porosité à la fois intergranulaire et vacuolaire et, plus rarement, par une porosité interstitielle.

Dans cette zone, les gisements sont caractérisés par des roches-réservoirs dont la porosité se situe entre 8 et 28 % et représente en moyenne 15 %; l'intervalle productif net se situe entre 0,8 et 5 m et la perméabilité peut atteindre la valeur d'un darcy. Le facteur de récupération atteint en moyenne 30 %, mais se situe entre 1 et 54 %.

Historique de l'exploration : On a découvert du pétrole à Milligan Creek, en 1957, en forant un puits en amont-pendage d'un indice de gaz. La mise en valeur de la région a procédé lentement, en raison de l'accès difficile à partir de la surface et de la nécessité de travailler seulement durant l'hiver, jusqu'en 1961. On a découvert pendant cette période les champs de Peejay, Beatton River, Wildmint et Weasel. La mise en valeur de la région a ensuite eu lieu à un rythme constant jusqu'au milieu des années 70.

Trente-cinq gisements ont déjà été découverts dans cette zone pétrolière contenant 44 x 10^6 m^3 PEP (tableau 40). Les deux gisements les plus vastes se trouvent dans le champ de Peejay et ensemble contiennent 14,7 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 5 x 10^6 m^3 PEP. Ce potentiel devrait se présenter dans 15 gisements supplémentaires, dont le plus vaste contiendrait de 1 à 2 x 10^6 m^3 PEP (figure 68). Il existe très probablement de petits gisements à proximité immédiate des champs prouvés, et peut-être à proximité des gisements plus vastes éventuellement présents dans des régions moins bien explorées du nord et du sud-est.

HALFWAY STRATIGRAPHIQUE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt à l'intérieur des pièges stratigraphiques, dans les roches-réservoirs de la formation de Halfway. La zone pétrolière est centrée sur la portion albertaine de l'arche de Peace River, là où les sables de Halfway forment une couverture qui s'amincit et se termine à l'est. Cette zone est délimitée à l'est et au nord par la limite d'érosion de la formation de Halfway. La limite ouest constitue une transition avec la zone de Peejay-Milligan, et avec la limite est des grès continus de Halfway (fig. 64).

Géologie : La formation de Halfway occupe une large zone en forme d'arc et contient des grès inclinés qui vont en s'épaississant vers le sud-ouest; ces grès rencontrent en général à angle droit les multiples lignes de rivage d'orientation nord-ouest, dont on attribue l'existence à des épisodes sédimentaires de progradation. La formation de Halfway comprend une séquence de couches de roches clastiques, évaporitiques et carbonatées interstratifiées. On peut élaborer un modèle composite de sédimentation à l'aide des éléments suivants : cordons littoraux, îles-barrières et milieux de sebkha (Barclay et Leckie, 1986). À l'intérieur d'une zone parallèle au littoral, les grès des cordons littoraux et les grès coquilliers des levées de plage forment des roches-réservoirs disposées en échelon, légèrement inclinées par rapport à la sur-

TABLEAU 41

ZONE PÉTROLIÈRE STRATIGRAPHIQUE DE HALFWAY

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Spirit River Doig A	7,20	1983
2	Wembley Halfway B	5,73	1978
3	Grande Prairie Halfway A	4,00	1982
5	Progress Halfway B	2,35	1982
15	Spirit River Halfway D	0,72	1983
16	Gordondale Halfway B	0,69	1979
18	Wembley Doig A	0,60	1982
21	Wembley Halfway E	0,49	1983
23	Wembley Halfway D	0,45	1983
24	Hythe Halfway A	0,41	1981

- Total des découvertes : 23
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10
- Population totale de gisements : 90

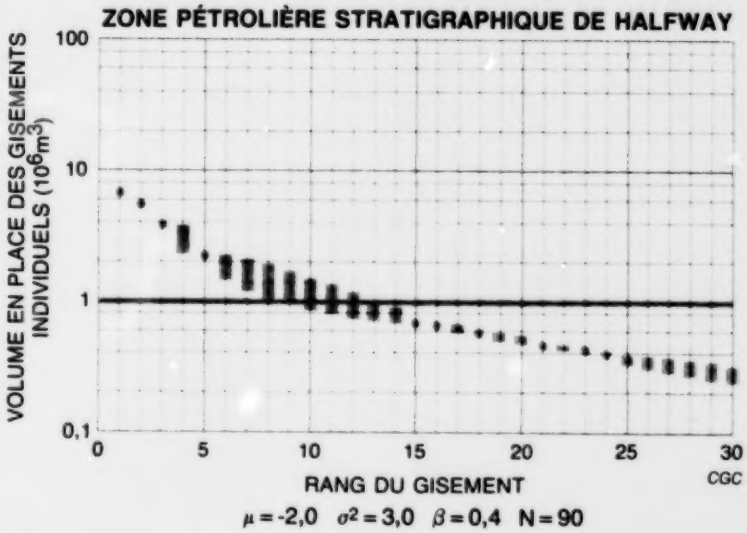


Figure 69

face. D'autres roches-réservoirs de type coquillier occupent d'anciens chenaux de marée qui intersectent les cordons littoraux et sont orientés perpendiculairement à la ligne de rivage. Les roches-barrières latérales se composent de grès et de siltstones plus fins déposés entre les roches-réservoirs. Les roches-barrières sommitales sont les évaporites de Charlie Lake. Il est difficile de déterminer avec précision l'âge de certaines roches-réservoirs et certains gisements sont actuellement associés à la formation de Doig. Étant donné que ces gisements présentent les mêmes caractéristiques que ceux de la formation de Halfway, on les a inclus dans cette zone pétrolière.

En général, les roches-réservoirs contiennent à la fois du pétrole et du gaz; elles sont occasionnellement sus-jacentes à de minces colonnes d'eau en aval-pendage. Les grès des cordons littoraux sont constitués de grains de quartz fins, bien triés et subarrondis, caractérisés par une bonne porosité intergranulaire. La perméabilité est réduite, en raison de la croissance secondaire des grains de quartz et du remplissage des pores par de l'anhydrite. Les calcaires coquilliers se composent d'un mélange de sable et de dolomie, caractérisé par la présence d'une abondance de moulages laissés par la dissolution de fossiles qui étaient probablement de petits bivalves. Un grès typique peut produire de 1 à 30 m^3/d de pétrole, tandis qu'un calcaire coquillier poreux pourrait en produire de 15 à 50 m^3/d.

Les gisements ont une superficie de un quart à huit sections; l'intervalle productif net se situe entre 1 et 15 m; la porosité des grès est comprise entre 5 et 12 %, et augmente à 15 et 20 % dans le faciès coquillier; la saturation en eau se situe entre 12 et 70 %, et en moyenne aux alentours de 40 %. Le facteur de récupération descend jusqu'à 1 %, mais atteint plus souvent 15 %.

Les roches-réservoirs sont très probablement des shales des formations sous-jacentes de Doig et Montney.

Historique de l'exploration : L'exploration a permis de découvrir du gaz à Teepee Creek en 1972, puis de réaliser la première découverte de pétrole à Pouce Coupé en 1975. L'exploration pétrolière s'est intensifiée durant les années 80, avec des succès importants en 1984, époque à laquelle on a découvert plusieurs nouveaux gisements et doublé l'estimation des réserves. À la fin de 1984, on avait découvert un total de 23 gisements dans dix champs pétroliers, représentant une capacité de 24 x 10^6 m^3 PEP (tableau 4).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 22 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 67 gisements supplémentaires. Les dix gisements non découverts les plus importants auraient une capacité comprise entre 0,8 et 4 x 10^6 m^3 PEP (figure 69). Les cibles d'exploration susceptibles de renfermer du pétrole sont en particulier des cordons littoraux ou des rides de sable, des cordons lagunaires, des deltas de chenaux de marée, des dunes éoliennes et des roches carbonatées algaires de sebkha. Il est aussi possible que du pétrole ait été piégé le long de la limite d'érosion de Halfway, comme dans le piège de gaz naturel de Teepee Creek.

TABLEAU 42

PLISSEMENT MOULANT DE HALFWAY

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Boundary Lake A	2,19	1960
2	Oak B	1,84	1973
4	Boundary Lake A	0,67	1960
7	5-3-84-17	0,42	1978
8	Two Rivers B	0,41	1978
12	Flatrock E	0,25	1977
14	Montney C	0,21	1978
16	Flatrock F	0,17	1982
17	Boundary Lake North D	0,17	1973
18	Boundary Lake North C	0,16	1972
25	Boundary Lake A	0,08	1980
26	Airport B	0,07	1978

- **Total des découvertes : 12**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 12**
- **Population totale de gisements : 35**

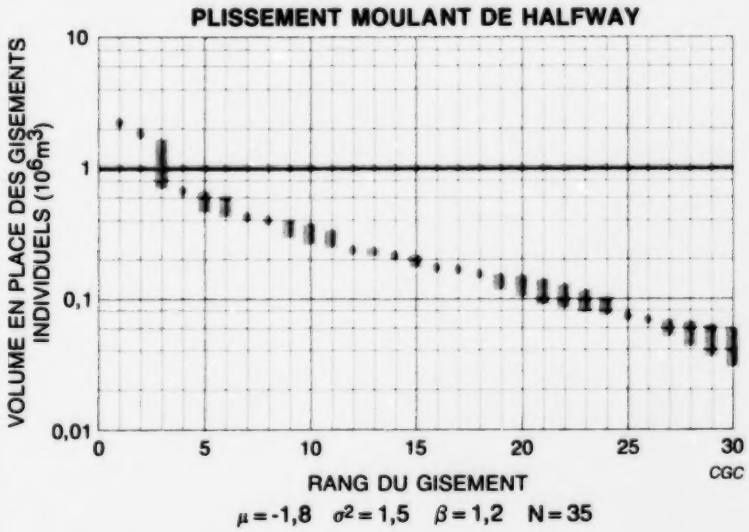


Figure 70

PLISSEMENT MOULANT DE HALFWAY

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les grès du faciès "continu" de la forma-

tion de Halfway qui moule des horsts, dans la région de l'arche et du rentrant de Peace River. La zone pétrolière est centrée sur le bloc de cantons de Peace River, mais se prolonge au nord et au sud, et est délimitée à l'ouest par les contreforts et à l'est par les zones du piège stratigraphique de Halfway et de Peejay-Milligan (fig. 64).

Géologie : Les limites des zones pétrolières nord et sud représentent des parties de la limite d'érosion de Halfway. À l'emplacement de ces limites nord et sud, les effets tectoniques de l'arche de Peace River sont minimaux, et les pièges résultent de légères variations de faciès et de la diagenèse au sein du grès continu. Ces pièges imprécis influencent aussi la répartition du pétrole dans les portions centrales moulées. Bien que la partie sud de la région ait tendance à contenir du gaz, on prévoit aussi y rencontrer du pétrole.

La roche-réservoir se compose de grès quartzeux partiellement cimenté par des carbonates. Les grès sont fins, faiblement triés et contiennent un pourcentage élevé d'argile interstitielle; ils contiennent moins de fragments squelettiques que les faciès discontinus de la formation (Fulton, 1966). En conséquence, les valeurs de porosité et de perméabilité sont plus basses. L'intervalle productif net des gisements de pétrole se situe entre 1 à 10 m; les valeurs de porosité sont comprises entre 8 et 16 %; les facteurs de récupération atteignent en moyenne 9 % environ, mais varient entre 1 et 20 %.

Historique de l'exploration : Dans cette zone pétrolière, le premier gisement de pétrole a été découvert durant un forage de développement effectué dans le champ de Boundary Lake en 1960. On n'a ajouté aucun autre gisement à ceux dénombrés à partir des années 70, au cours desquelles on en a découvert de nouveaux à Boundary Lake North, Oak, Flatrock, Montney, Airport et Two Rivers.

Actuellement, la zone contient 6,6 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 12 gisements, dont le plus vaste contient 2,2 x 10^6 m^3 PEP (tableau 42).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 4 x 10^6 m^3 PEP qui devrait se présenter dans 23 gisements supplémentaires, dont le plus vaste contiendrait environ 1 x 10^6 m^3 PEP (figure 70).

GRÈS DE CHARLIE LAKE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les divers membres gréseux de la formation de Charlie Lake, lesquels se présentent sous forme de rétrécissements en biseau des zones de porosité, de pièges de discordance stratigraphique et de structures moulantes. La zone correspond à la répartition actuelle de la formation de Charlie Lake sur les plaines qui délimitent la zone déformée présente à l'ouest et les limites d'érosion à l'est, au nord et au sud (fig. 65).

Géologie : On rencontre des roches-réservoirs dans les grès marins d'eau peu profonde déposés dans une diversité de milieux dont la nature varie de supratidale

TABLEAU 43

ZONE PÉTROLIÈRE DU GRÈS DE CHARLIE LAKE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Fort St. John A	1,11	1952
2	Boundary Lake Cecil B	0,59	1972
3	Two Rivers Siphon	0,58	1967
4	Cecil Lake A	0,46	1976
5	Boundary Lake Cecil A	0,43	1971
6	Cecil Lake North Pine A	0,40	1972
7	Cecil Lake North Pine C	0,39	1976
9	Fort St. John A	0,30	1952
14	Cecil Lake North Pine A	0,23	1972
18	Stoddart Cecil A	0,19	1969
23	Cecil Lake Cecil C	0,16	1983
24	Squirrel North Pine A	0,16	1978
25	Cecil Lake North Pine A	0,16	1972
26	Eagle North Pine A	0,15	1977
28	Stoddart Cecil B	0,14	1976

- Total des découvertes : 32
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 15
- Population totale de gisements : 100

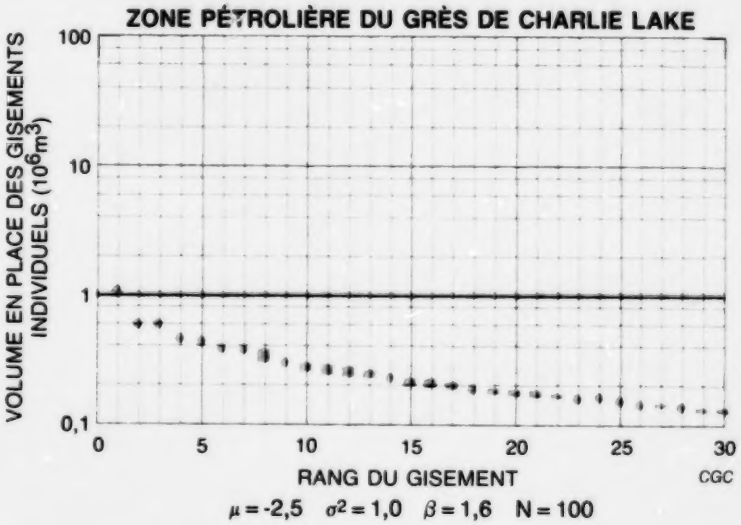


Figure 71

à subtidale au sein d'un cadre de sédimentation évaporitique. Les sous-environnements à sédimentation sableuse ont un caractère variable, et passent d'un milieu éolien à un milieu de sebkha puis à un milieu de zone infratidale. Les roches-réservoirs sont obturées par une couverture imperméable d'anhydrite, de dolomie évaporitique, de siltstones et de mudstones.

La configuration géométrique des pièges peut prendre plusieurs aspects : rétrécissements en biseau des faciès, pièges diagénétiques, pièges hydrodynamiques, troncature par la discordance stratigraphique post-triasique ou par des diastèmes de moindre importance à l'intérieur du système et pièges structuraux créés par un pli moulant au-dessus de horsts ou par le recoupement des lignes de faille.

Dans cette zone pétrolière, les gisements possèdent des roches-réservoirs dont l'intervalle productif net se situe entre 0,4 et 3 m, une porosité comprise entre 6 et 22 %, un degré de saturation en eau typique de 20 %, mais pouvant varier de 6 à 60 %, et des facteurs moyens de récupération de 20 %. La superficie des gisements se situe entre un quart et quatre sections.

Historique de l'exploration : L'exploration préliminaire, réalisée le long de l'autoroute de l'Alaska, a permis en 1952 la découverte du gisement le plus vaste, celui de Charlie Lake A à Fort St. John, contenant 1,1 x 10^6 m^3 PEP. Une seconde phase de découverte a progressé de façon presque continue de 1967 au milieu des années 80. Le volume total de pétrole en place dans la zone pétrolière s'élève à 7 x 10^6 m^3, répartis dans 32 gisements découverts. Les dimensions des gisements sont en moyenne de 0,1 à 0,2 x 10^6 m^3 PEP, et varient de 0,01 à 1,1 x 10^6 m^3 PEP (tableau 43).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 6 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 68 gisements, dont le plus vaste contiendrait entre 0,3 et 0,4 x 10^6 m^3 PEP (fig. 71). Ce potentiel peut exister n'importe où dans la région des sédiments de Charlie Lake. La petite dimension des cibles d'exploration restreint l'emploi des méthodes sismiques et nécessite une analyse géologique détaillée.

BOUNDARY LAKE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les réservoirs poreux composés de roches carbonatées algaires, dans le membre de Boundary Lake de la formation de Charlie Lake. La zone empiète sur la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Alberta, et elle se restreint à la zone où a eu lieu la sédimentation du membre de Boundary Lake (fig. 65).

Géologie : Les roches-réservoirs du membre de Boundary Lake (Armitage, 1962) sont constituées de calcaires ou de dolomies stromatolitiques de nature algaire et squelettique, déposés dans la partie supérieure de la formation de Charlie Lake (Roy, 1972) d'âge carnien, au sein d'un complexe d'unités évaporitiques et de lits rouges que l'on considère comme le produit de milieux d'eau peu profonde dont la nature variait de supratidale à intertidale, notamment, des lagunes, des estrans et des sebkhas.

Armitage (1962) a interprété les pièges comme étant des amincissements en biseau du faciès stratigraphique des roches-réservoirs

TABLEAU 44

ZONE PÉTROLIÈRE DE BOUNDARY LAKE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Boundary Lake	42,83	1957
2	Boundary Lake	24,84	1955
3	Boundary Lake South E	9,89	1964
4	Bonanza A	6,03	1977
5	Boundary Lake	5,14	1959
6	Pouce Coupe South B	3,90	1980
8	Boundary Lake South C	3,01	1968
9	Boundary Lake South H	2,91	1973
10	Pouce Coupe South A	2,55	1971
11	Boundary Lake	2,26	1955
14	Boundary Lake	1,63	1955
16	Boundary Lake	1,35	1960
30	Valhalla B	0,51	1972

- Total des découvertes : 25
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 13
- Population totale de gisements : 70

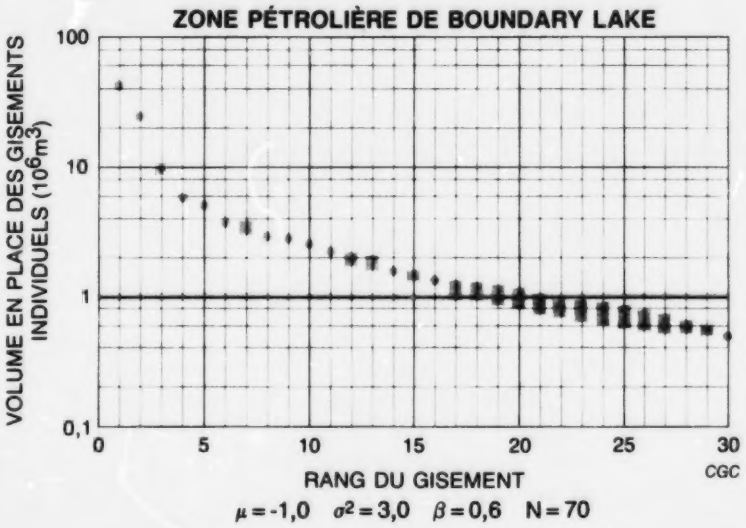


Figure 72

carbonatées à l'intérieur des évaporites de Charlie Lake. Cependant, d'autres chercheurs (p. ex. Roy, 1968, 1972) considèrent les lentilles carbonatées comme des vestiges laissés par l'érosion après la sédimentation de la formation de Boundary Lake. Dans certains cas, la répartition du pétrole et du gaz au sein des pièges a été influencée par des failles normales fortement inclinées. Les plus remarquables sont la faille de Boundary Lake, à fort rejet vertical (Sikabonyi et Rodgers, 1959), et les failles connexes moins importantes du champ de Boundary Lake (Roy, 1972).

Dans cette zone pétrolière, les gisements ont une superficie allant de moins d'une section à 42 sections; l'intervalle productif net se situe entre 0,6 et 6 m; la porosité intergranulaire et vacuolaire est excellente et se situe entre 12 et 23 %; la perméabilité est excellente et les facteurs typiques de récupération se situent entre 10 et 15 %.

Historique de l'exploration : Le champ de Boundary Lake, découvert en 1955, constitue les plus importantes réserves de cette zone pétrolière, et l'un des principaux terrains triasiques productifs de l'Ouest canadien. On a découvert et mis en valeur durant la première phase de l'exploration, jusque vers le milieu des années 60, les gisements de Boundary Lake. On a découvert au début des années 70 les gisements de Pouce Coupé South, Valhalla et Flatrock, et ainsi ajouté 12 x 10^6 m^3 PEP à l'estimation des réserves (tableau 44). On a découvert les gisements de Bonanza, Braeburn et Mica au cours d'une phase d'exploration allant de la fin des années 70 au début des années 80. Les réserves totales s'élèvent à 108 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 25 gisements (tableau 44).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 25 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 45 gisements supplémentaires, dont le plus vaste contiendrait environ 4 x 10^6 m^3 PEP (fig. 72).

TABLEAU 45

ZONE PÉTROLIÈRE ALGAIRE DE CHARLIE LAKE

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Elmworth Charlie Lk A	1,50	1979
4	Mica A	0,39	1976
7	Knopcik A	0,22	1981
11	Velma A	0,14	1976
12	Elmworth B	0,11	1979
15	Progress A	0,09	1982
16	North Pine B	0,08	1978
20	Wembley A	0,05	1981
26	Valhalla A	0,03	1981

- **Total des découvertes : 9**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 9**
- **Population totale de gisements : 45**

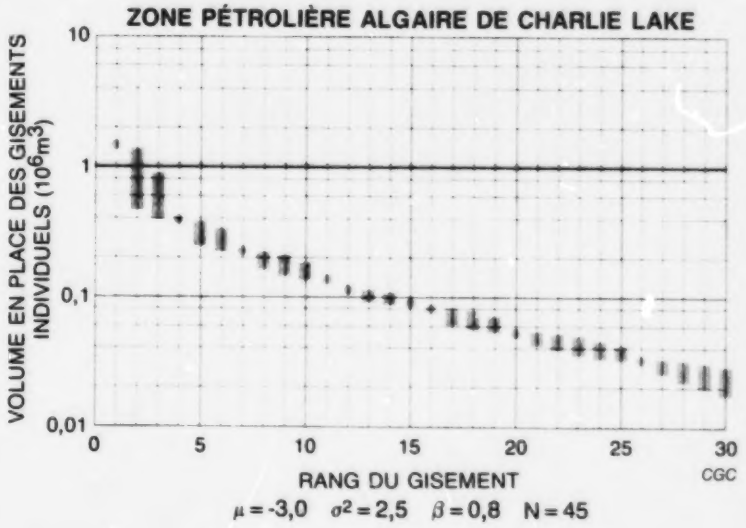


Figure 73

L'exploration pétrolière est actuellement concentrée dans les régions de Rycroft, Valhalla, Bonanza, Henderson Creek et Gold Creek, et dans la partie est du bloc du canton de Peace River, en Colombie-Britannique.

CHARLIE LAKE ALGAIRE

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des réservoirs poreux composés de roches carbonatées algaires de la formation de Charlie Lake, à l'exception du membre de Boundary Lake. La zone pétrolière est délimitée par les limites d'érosion des autres membres de la formation de Charlie Lake à l'est, au nord et au sud, et par la transition vers un faciès gréseux de zone extracôtière vers l'ouest, près des cantons occidentaux du bloc de Peace River (fig. 65).

Géologie : Cette zone pétrolière ressemble essentiellement à celle de Boundary Lake mais se limite à des roches carbonatées algaires dans d'autres parties de la formation de Charlie Lake. Le principal type de piège est l'amincissement en biseau des faciès; les types secondaires comprennent la troncature due à l'érosion et les pièges structuraux. Les membres carbonatés identifiés avec certitude dans le nord-est de la Colombie-Britannique comprennent les membres de Mica et de Nancy. Y figurent aussi des unités non formellement reconnues, en Alberta, comme les membres de Braeburn, LaGlace, Demmit et Cutbank.

Les roches-réservoirs de cette zone pétrolière sont généralement minces et latéralement discontinues; leur répartition est difficile à prédire. L'intervalle productif net se situe entre 0,8 et 13,4 m, la porosité,

entre 8 et 27 %, dans des gisements auxquels on attribue généralement une superficie de 64 ha[1].

Historique de l'exploration : On a découvert entre 1976 et 1982 la plupart des gisements attribués à cette zone pétrolière. Neuf gisements ont été découverts et représentent 2,6 x 10^6 m^3 PEP. Les gisements ont une dimension de 0,03 à 1,5 x 10^6 m^3 PEP (tableau 45). Les roches-réservoirs représentent d'habitude une cible secondaire ou tertiaire d'exploration, en raison de leur répartition imprévisible et de la petite dimension des gisements.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 4 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 36 gisements supplémentaires. Le gisement le plus vaste encore non découvert contiendrait entre 0,5 et 1 x 10^6 m^3 PEP, et la majeure partie des gisements aurait une capacité de l'ordre de 0,05 à 0,25 x 10^6 m^3 PEP (figure 73). On s'attend à ce que les gisements soient répartis dans toute la zone de sédimentation de la formation de Charlie Lake, le potentiel maximum se trouvant dans les régions moins explorées à l'ouest et au sud de l'axe d'exploration actuel. De plus, il est possible qu'on ait déjà sondé un certain nombre de membres carbonatés productifs et qu'on les ait omis durant l'exploration d'autres cibles. Dans cette zone pétrolière, l'exploration exige qu'on effectue une analyse stratigraphique détaillée de chaque membre. Généralement, l'analyse sismique ne permet pas de déterminer la répartition de ces unités.

INGA STRUCTURAL

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des roches-réservoirs des formations de Charlie Lake, Halfway et Baldonnel qui se présentent à l'intérieur de pièges anticlinaux. La zone pétrolière se limite à la partie ouest de la région des plaines, composée de terrains triasiques conservés et contenant des plis anticlinaux, à proximité des contreforts (fig. 65).

Géologie : Dans les gisements découverts jusqu'à présent, les roches-réservoirs de pétrole se trouvent dans les grès des membres d'Inga, de Coplin et de Blueberry, dans la formation de Charlie Lake et dans les roches carbonatées de Baldonnel. Des roches-réservoirs de gaz, de configuration géométrique comparable, apparaissent dans d'autres unités comme le membre de Pingel et le membre de type "A" de la formation de Charlie Lake, le grès de Halfway, et dans les roches carbonatées de Pardonet. C'est à l'intérieur de cette zone qu'il est possible de rencontrer des gisements de pétrole contenus dans ces unités.

Les grès de Charlie Lake (non formellement désignés par le nom de Stray Sands (sables dispersés) en raison de leur répartition irrégulière) sont des grès d'eau peu profonde dont la nature varie de marine à littorale, déposés sur une plate-forme dans un milieu de sédimentation d'évaporites et de lits rouges. Dans cette région, la formation de Halfway se compose d'un grès quartzeux à grain fin, à ciment carbonaté, formé en milieu d'eau marine peu profonde, peut-être dans la zone infratidale. Les formations de Baldonnel et Pardonet sont constituées de roches carbonatées et de siltstones de milieu marin dont le type varie de normal à confiné (Barss et Montandon, 1981; Bever et McIlreath, 1984).

TABLEAU 46

ZONE PÉTROLIÈRE STRUCTURALE D'INGA

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Inga-Inga	8,26	1966
2	Inga-Inga A	6,75	1966
3	Birch-Baldonnel C	3,35	1978
6	Inga-Inga A	1,05	1966
7	Inga-Inga A	0,95	1966
15	Nig Creek-Baldonnel A	0,22	1976
18	Inga-Baldonnel A	0,12	1962
19	2-12-85-85-Coplin	0,12	1973
23	Halfway-Blueberry	0,07	1966
25	Inga-Inga B	0,05	1980
26	16-19-85-23-Inga	0,04	1979
30	6-29-84-23-Inga	0,02	1982

- **Total des découvertes : 12**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 12**
- **Population totale de gisements : 35**

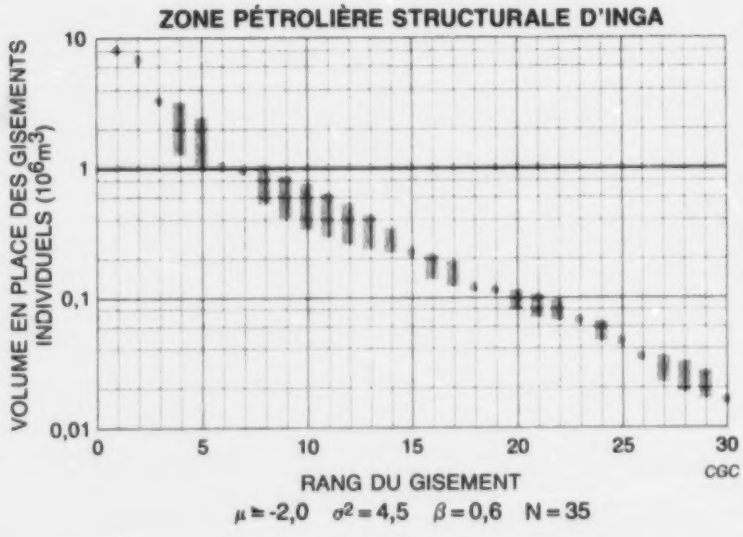


Figure 74

[1]La superficie des gisements est présentée en hectares pour cette partie de la Colombie-Britannique qui se trouve à l'extérieur du bloc de Peace River.

Les caractéristiques des roches-réservoirs à l'intérieur de ces formations varient considérablement selon la zone pétrolière; toutefois, elles présentent généralement une faible porosité normale et un accroissement de la perméabilité dû à des fractures apparues sur les crêtes des plis.

Dans cette zone, les gisements ont une superficie de 65 à 5200 ha, un intervalle productif net entre 1 et 9 m, une porosité moyenne entre 5 et 14 %, une saturation en eau entre 11 et 49 %, et des facteurs de récupération de 15 % en moyenne, mais se situant entre 2 et 41 %.

Les roches-barrières sont principalement constituées des shales sus-jacents de Fernie, d'âge jurassique, ainsi que de nombreuses unités imperméables par endroits contenues dans l'intervalle entre les formations de Halfway et Pardonet, en particulier dans les lits évaporitiques de Charlie Lake. Les roches mères identifiées comprennent les formations de Pardonet et Baldonnel et les shales de Fernie (Barss et Montandon, 1981). Parmi les autres strates contenant d'éventuelles roches mères, on compte les évaporites de Charlie Lake et les shales de Doig et Montney.

Historique de l'exploration : Dans cette zone, on a réalisé un grand nombre de découvertes au cours de travaux d'exploration visant des cibles plus profondes, dans les terrains carbonifères, durant la fin des années 50 et le début des années 60. On a découvert du pétrole dans la formation de Baldonnel, au champ d'Inga, en 1962. En forant une anomalie sismique positive dans la formation de Debolt (Carbonifère), qui s'apparente à l'anomalie du champ pétrolier de Blueberry situé à proximité, on a découvert en 1966 du pétrole à l'intérieur du membre d'Inga, dans la formation de Charlie Lake (Fitzgerald et Peterson, 1967). Parmi les autres découvertes d'importance, figurent les champs pétroliers de Nig Creek (1976) et Birch (1978), situés dans la formation de Baldonnel. On a récemment découvert du pétrole dans de petits gisements jouxtant le champ d'Inga.

Jusqu'à présent, le volume total de pétrole en place découvert est de 21 x 10^6 m^3 répartis dans 12 gisements, la majeure partie des réserves (17,1 x 10^6 m^3 PEP) se trouvant dans le champ d'Inga (tableau 46). Les gisements de cette zone pétrolière ont une capacité généralement comprise entre 0,02 et 0,26 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 8 x 10^6 m^3 PEP (fig. 74) réparti dans 23 gisements supplémentaires. Le gisement non découvert le plus vaste devrait avoir une capacité de l'ordre de 1 à 3 x 10^6 m^3 PEP. On prévoit faire plusieurs découvertes de l'ordre de 0,2 à 2 x 10^6 m^3 PEP, tandis que le reste représenterait moins de 0,1 x 10^6 m^3 PEP.

SECTEUR DU CENTRE ET DU SUD DE L'ALBERTA

Ce secteur occupe la région comprise entre l'arche de Peace River et l'arche de Sweetgrass, à l'est des contreforts et à l'ouest de la limite d'érosion des terrains jurassiques. Dans une grande partie du centre de l'Alberta, les effets combinés de l'érosion pré-jurassique et de l'érosion pré-crétacée ont éliminé la majeure partie des strates triasiques de cette portion du bassin de l'Alberta (fig. 62). Seuls les vestiges laissés par l'érosion de ce qui autrefois était une vaste couverture jurassique constituent aujourd'hui des cibles d'exploration (fig. 75).

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

La plupart des sédiments jurassiques ont été déposés dans un milieu de plate-forme, sur le craton et le miogéoclinal adjacent. La colonne sédimentaire, au-dessous des sédiments d'avant-pays, datant du Jurassique supérieur, met en évidence trois grands cycles sédimentaires englobant des sédiments du groupe de Fernie (tableau 47).

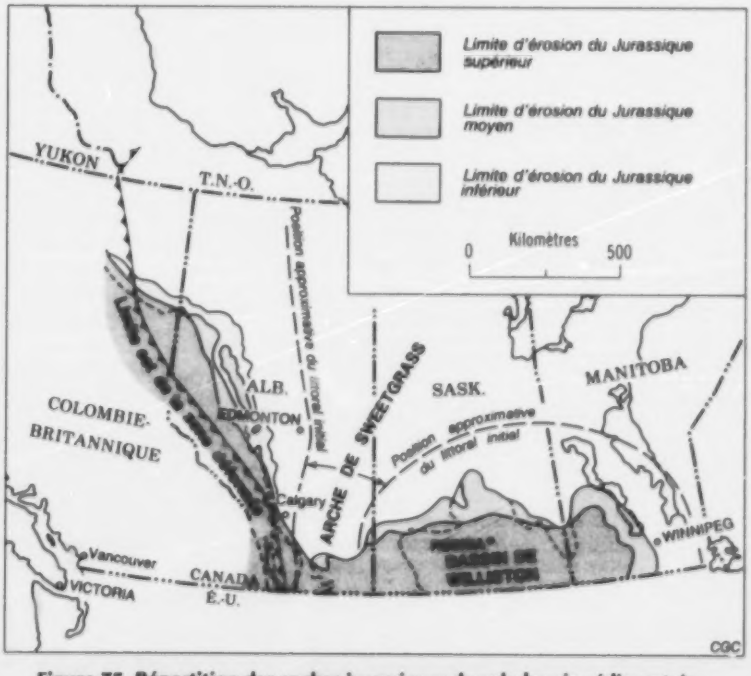


Figure 75. Répartition des roches jurassiques dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (d'après Springer *et al.*, 1964).

Chaque cycle, comprenant principalement des sédiments clastiques, est caractérisé par un profil dans lequel les faciès deviennent progressivement plus grossiers et typiques d'une sédimentation en eau moins profonde vers le haut. Parmi les indices d'une sédimentation sur des hauts-fonds figurent l'accroissement de la granulométrie, la fréquence des structures sédimentaires indiquant un milieu de forte énergie et une diminution de la teneur en carbone organique.

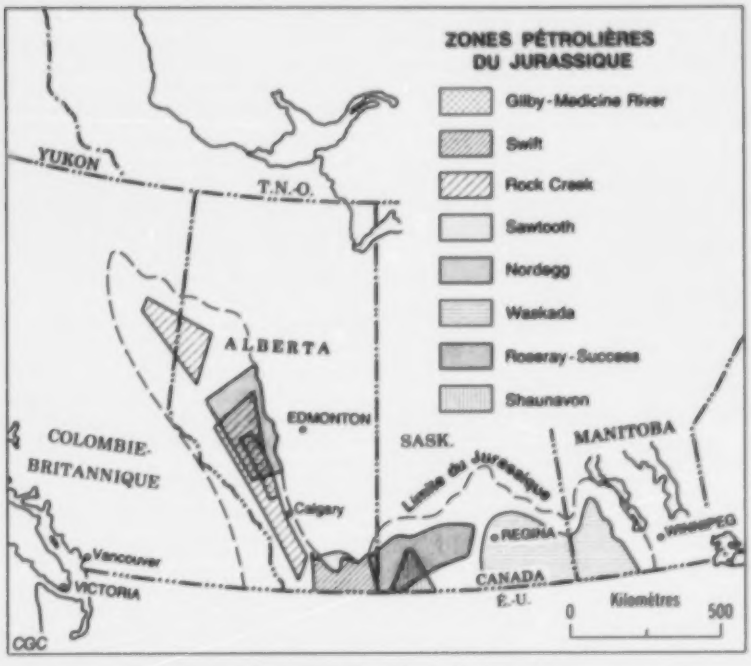


Figure 76. Zones pétrolières du Jurassique.

ÉPOQUE	TYPE DE BASSIN	CYCLES DU BASSIN DE L'ALBERTA	BASSIN DE L'ALBERTA		BASSIN DE WILLISTON ARCHE DE SWEETGRASS		CYCLES DU BASSIN DE WILLISTON
			PEACE RIVER	CENTRE ET OUEST DE L'ALBERTA	ARCHE DE SWEETGRASS	BASSIN DE WILLISTON	
CRÉT. inf. / JURASSIQUE SUP.	BASSIN D'AVANT-PAYS	4	MONTEITH/ NIKANASSIN	NIKANASSIN/ KOOTENAY		? Succès supérieur ?	4
			Lits de transition	Lits de transition		Succès inférieur	
			Lits verts	Shale			
				Lits verts	GROUPE D'ELLIS	SWIFT / MASEFIELD	
JURASSIQUE MOY.	MER ÉPICRATONIQUE - MIOGÉOCLINAL	3	FERNIE			ROSERAY / RUSH LAKE	3
				Lits gris		RIERDON	
				HIGHWOOD		SAWTOOTH / SHAUNAVON	2
		2	? ROCK CREEK ?	FERNIE / ROCK CREEK		GRAVELBOURG	
JURASSIQUE INFÉRIEUR			Shale	Shale de Poker Chip		WATROUS/ AMARANTH	
				ROC KCREEK		?	
		1	NORDEGG	Shale			1
			Fernie de base	NORDEGG ET J-1?			
			Lits bruns				

CGC

Tableau 47. Formations jurassiques du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

Dans le présent secteur, le premier cycle se compose de deux épisodes de remplissage de bassin. Le premier est représenté par des dépôts du membre sinémurien de Nordegg. À l'ouest, le membre de Nordegg se compose principalement de shales et de siltstones et shales phosphatés. À l'est, un shale de base passe vers le haut à un faciès carbonaté et à un faciès de grès quartzeux et cherteux. Le second épisode de remplissage de bassin est représenté par la sédimentation, durant le Pliensbachien, de siltstones, calcaires et shales du membre de Red Deer, dans la partie centre ouest de l'Alberta. La sédimentation des grès J1 dans des chenaux (Hopkins, 1981), qui sont productifs dans la zone de Gilby et Medicine River, a peut-être eu lieu durant ce cycle (tableau 47).

Le second cycle est représenté par la sédimentation des shales de Poker Chip (ou Paper) d'âge toarcien (à aalénien?) que recouvrent les grès du membre de Rock Creek, datant du Bajocien inférieur. Le shale de Poker Chip est une lithologie sombre contenant par endroits des lentilles de grès ou de conglomérat. Il a été déposé sur une vaste plate-forme continentale, dans des conditions que l'on considère comme le produit d'un milieu anaérobie (Poulton, 1984; Springer *et coll.*, 1964; Stronach, 1984). Le membre de Rock Creek se compose d'un shale noir, avec intercalations de grès calcaire ou ferrugineux et de calcaire sableux, et d'un faciès oriental de grès quartzeux à grain fin et de siltstone.

La partie transgressive initiale du troisième cycle se compose de shales phosphatés, pyriteux et fossilifères ou de lits de grès caillouteux recouverts par des couches de concrétions calcaires fossilifères. La partie la plus épaisse du troisième cycle est dominée par des shales et comprend des faciès anaérobies de milieu de plate-forme ou de bassin confiné, contenant le shale sombre, riche en matière organique et à caractère limoneux, du membre de Highwood (Bajocien moyen à supérieur) (Stronach, 1984). Ces shales sont progressivement recouverts par les shales bathoniens de Grey Beds, contenant par endroits des roches clastiques de milieu de forte énergie, correspondant à des phases de progradation.

L'orogenèse columbienne a eu une profonde influence sur la sédimentation au cours du Jurassique supérieur, en modifiant la configuration du bassin et la provenance des matériaux, qui sont alors venus de l'ouest. Le remplissage du bassin d'avant-pays, par les sédiments marins (lits verts, shales de Fernie et lits de transition) de la dépression d'avant-fosse progressant vers l'est, a débuté durant l'Oxfordien et a été suivi de la sédimentation continentale de Kootenay et Nikanassin.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Les terrains jurassiques du secteur du centre et du sud de l'Alberta contiennent approximativement 0,5 % des réserves de pétrole brut conventionnel, en place et récupérable, du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Les gisements de pétrole se trouvent dans des roches-réservoirs gréseuses selon les conditions suivantes : à l'intérieur de pièges stratigraphiques qui ont été formés par sédimentation sélective des grès sur des surfaces d'érosion irrégulières, par isolement de corps gréseux à la suite des effets de l'érosion ou à l'intérieur de biseaux en amont-pendage causés par le mode de sédimentation ou la porosité d'origine diagénétique. Parfois, lorsque les roches-réservoirs d'âge jurassique moulent les vestiges paléozoïques laissés par l'érosion, elles créent des pièges d'hydrocarbures. Les roches-barrières sont des shales, des siltstones, ou des grès imperméables d'âge jurassique ou crétacé. Les roches mères éventuelles peuvent se composer de shale d'âge carbonifère, jurassique ou crétacé.

ZONES PÉTROLIÈRES

On a placé les gisements pétroliers du Jurassique dans trois zones d'exploration pétrolière du secteur du centre et du sud de l'Alberta (fig. 76). On n'a évalué aucune zone possible, étant donné que la répartition et la puissance réduites de la section jurassique limitent sérieusement le potentiel de cette section.

Zones pétrolières prouvées

On a découvert dans deux des trois zones prouvées, un nombre suffisant de gisements pour pouvoir les analyser selon le modèle du processus de découverte. Seules ces deux zones pétrolières font l'objet d'une analyse quantitative.

La zone de **Nordegg** située dans la partie centrale de l'Alberta comprend des gisements et sites d'intérêt où le pétrole est contenu dans des pièges stratigraphiques composés des grès du membre inférieur de Nordegg, du groupe de Fernie. Les pièges sont apparus pendant le Crétacé inférieur, en raison de l'isolement de corps sableux par l'érosion dans les promontoires ou les avant-buttes formés sur la surface d'érosion fortement incisée qui délimite le sous-affleurement du membre de Nordegg. Les grès du faciès des roches-réservoirs se composent de dépôts d'eau marine peu profonde, cimentés de façon erratique par de la dolomite ou des minéraux phosphatés. La porosité varie entre 12 et 18 %, la saturation en eau est en moyenne de 35 % et l'intervalle productif net se situe entre 3 et 12 m. On a découvert six gisements contenant 3,2 x 10^6 m^3 PEP.

TABLEAU 48

ZONE PÉTROLIÈRE DE GILBY-MEDICINE RIVER

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Gilby B	12,20	1958
2	Medicine River C	9,09	1961
3	Medicine River D	8,14	1962
4	Medicine River A	5,15	1956
6	Sylvan Lake A	4,18	1961
13	Gilby F	1,76	1961
14	Sylvan Lake C	1,59	1960
18	Medicine River B	1,16	1961
22	Sylvan Lake N	0,79	1982
23	Sylvan Lake E	0,73	1963
24	Medicine River K	0,72	1974
26	Gilby I	0,61	1973
28	Gilby J	0,44	1974
29	Gilby L	0,44	1982
30	Sylvan Lake D	0,43	1962

- **Total des découvertes : 23**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 15**
- **Population totale de gisements : 45**

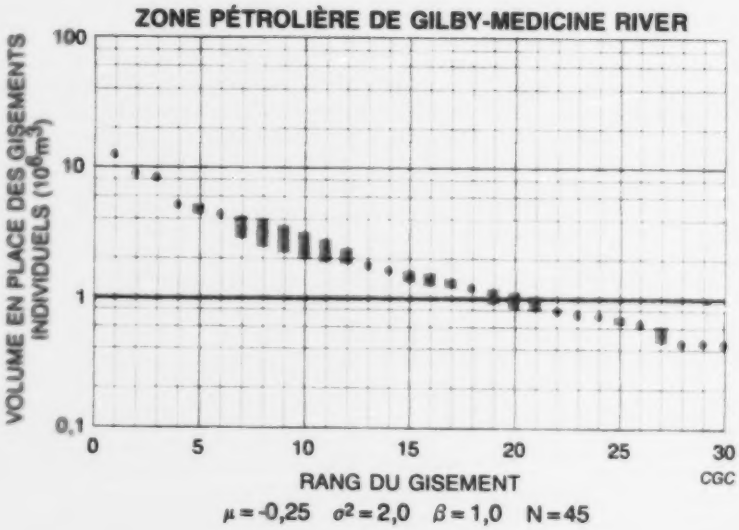


Figure 77

GILBY - MEDICINE RIVER

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des grès du Jurassique et du Crétacé inférieur qui remplissent des chenaux ou des vallées creusés dans la surface paléozoïque, et qui sont obturés par des shales imperméables d'âge jurassique. Il s'agit d'une zone étroite dans la partie centre sud de l'Alberta, d'orientation nord-nord-ouest le long de la limite d'érosion jurassique et cela, au nord, jusqu'à la ville de Drayton Valley et, au sud, jusqu'à Calgary (fig. 76).

Géologie : La zone pétrolière de Gilby-Medicine River se compose d'un complexe de vallées creusées par érosion et de promontoires, qui est caractérisé par la présence de diverses unités de remplissage de chenaux. Les secteurs productifs des gisements confinés par des pièges stratigraphiques sont les sables de remplissage des vallées, les vestiges de promontoires gréseux isolés, d'âge jurassique, et les sables moulant les vestiges des promontoires.

La sédimentation des faciès de roches-réservoirs a eu lieu durant le Jurassique inférieur et le Jurassique moyen, époques auxquelles les sédiments provenaient du craton mais les roches-réservoirs pourraient aussi contenir les sédiments molassiques du "faciès orogénique", plus récent, du Jurassique supérieur, qui avaient leur source dans l'orogenèse columbienne à l'ouest.

Il existait un réseau hydrographique complexe, là où des vallées post-paléozoïques traversaient la surface carbonifère et où, durant le Jurassique, ont eu lieu des épisodes de creusement et de remplissage de vallées. Certains de ces dépôts ont ensuite été sculptés par l'érosion au Crétacé; de ce fait, sans l'appui d'éléments paléontologiques, il est difficile d'interpréter la stratigraphie conservée. Dans la documentation scientifique, les milieux de sédimentation proposés sont des milieux de type fluviatile, infralittoral, d'eau saumâtre et marin. Les inversions structurales du pendage régional résultent d'un plissement moulant au-dessus des récifs sous-jacents de Leduc-Rimbey datant du Dévonien supérieur et de la paléotopographie créée par l'érosion post-paléozoïque survenue au Carbonifère. L'orientation régionale des vallées principales est peut-être la conséquence des tendances structurales sous-jacentes ou de l'érosion préférentielle des unités carbonifères moins résistantes.

Il existe des gisements de pétrole dans les unités de remplissage de vallées du Jurassique inférieur (J1) et du Jurassique moyen au Crétacé inférieur (J2 et J3). Le pétrole se présente également dans certains promontoires d'érosion datant du Jurassique inférieur. Les unités J2 sont des arénites quartzifères poreuses, de granulométrie fine et ayant atteint un haut degré de maturité, contrairement aux grès J3 cherteux et kaolinitiques, moins poreux et immatures et aux grès clastiques caractérisés par une porosité médiocre. Les roches détritiques, ou J1, sont des brèches siliceuses et des grès cherteux (Hopkins, 1981; Rall, 1980).

La plupart des gisements sont de petite taille, occupant environ un quart de section, mais le gisement le plus vaste occupe sept sections. L'intervalle productif net se situe entre 2 et 15 m, la porosité, entre 7 et 24 %, et les facteurs de récupération, entre 1 et 17 %. Le facteur moyen de récupération, est de 10 %.

TABLEAU 49

ZONE PÉTROLIÈRE DE ROCK CREEK

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
3	Pembina A	0,69	1979
5	Pembina F	0,43	1982
7	Pembina B	0,24	1980
8	Pembina E	0,22	1982
9	Carrot Creek A	0,21	1979
10	Cyn-Pem G	0,18	1981
12	Willesden Green C	0,14	1983
13	Cyn-Pem C	0,13	1981
14	Normandville A	0,12	1956
15	Ferrier B	0,11	1982
16	Pembina G	0,10	1982
21	Cyn-Pem I	0,06	1983
22	Willesden Green B	0,05	1982
30	Cyn-Pem J	0,02	1983

- **Total des découvertes : 14**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 14**
- **Population totale de gisements : 35**

Historique de l'exploration : Dans cette zone pétrolière bien connue, l'exploration s'est effectuée en trois phases : fin des années 50 et début des années 60, milieu des années 70 et début des années 80. On a découvert en 1956 le champ de Medicine River, puis celui de Gilby en 1958 et celui de Sylvan Lake en 1960. Vers la fin de 1984, on avait découvert 23 gisements représentant un volume total de 49 x 10^6 m^3 PEP (tableau 48).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 30 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 22 gisements supplémentaires (fig. 77). Le gisement non découvert le plus vaste devrait avoir une capacité de l'ordre de 5 x 10^6 m^3 PEP. Les complexités de la stratigraphie rendent difficile une interprétation de la zone pétrolière mais encouragent aussi la poursuite des travaux d'exploration.

ROCK CREEK

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les grès marins de Rock Creek composant les zones de biseaux des couches poreuses en amont-pendage, dans les vestiges laissés par l'érosion et dans les unités de remplissage des chenaux. La zone à orientation nord-ouest se situe dans un axe d'environ 150 km de largeur à l'ouest de la limite d'érosion jurassique, allant de la frontière internationale au nord-est de la Colombie-Britannique (fig. 76).

Géologie : On ne connaît pas l'âge précis du grès de Rock Creek en subsurface, mais il pourrait être équivalent au membre formellement reconnu de Rock Creek, du Jurassique moyen (Bajocien).

Le grès de Rock Creek a été déposé sur une plate-forme marine sableuse de faible profondeur, fortement soumise à l'influence des tempêtes et des marées. L'érosion précrétacée a éliminé une grande partie des dépôts à l'est et laissé des avant-buttes le long de la limite est de sous-affleurement. Le grès de Rock Creek, dans la partie centre ouest de l'Alberta, comprend deux cycles de grès quartzeux et coquilliers qui vont en s'épaississant vers le haut (Marion, 1984). Les grès sont matures, bien triés, finement grenus et caractérisés par des structures oeillées, des rides de plage et des couches obliques. Les altérations diagénétiques comprennent des croissances secondaires de quartz et de ciment calcitique, et la dolomitisation des coquilles à l'intérieur des unités. On rencontre les meilleures roches-réservoirs au sommet des cycles.

Généralement, les gisements occupent une superficie de moins d'une section. L'intervalle productif net se situe entre 1 et 20 m,

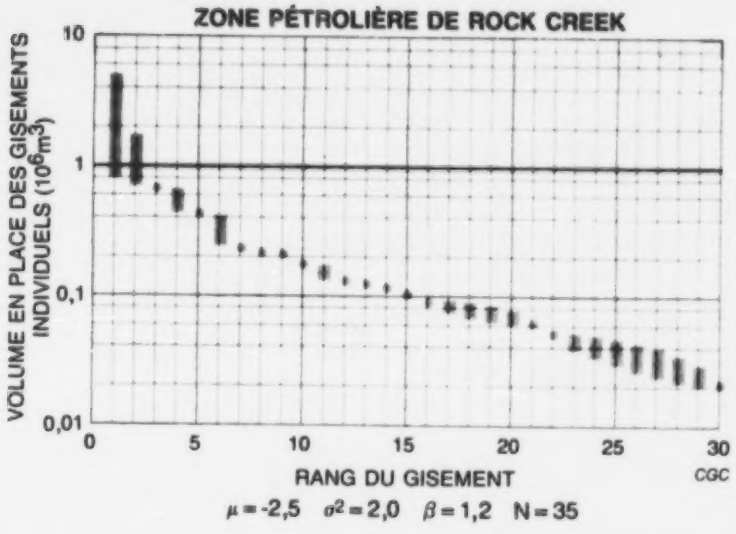


Figure 78

la porosité, entre 5 et 20 %, la saturation en eau, entre 20 et 60 % et les facteurs de récupération, entre 1 et 10 %.

Il semble que le principal type de piège soit constitué par des biseaux de sables poreux (qui sont peut-être des bancs peu profonds), à l'intérieur de limons ou de shales moins perméables. Parmi les autres pièges identifiés, on a reconnu des paléoreliefs de type cuesta au-dessous de la discordance crétacée, des cordons littoraux sableux tronqués, des sables de remplissage de chenaux et des rétrécissements en biseau des couches poreuses dus à des effets de diagenèse.

Historique de l'exploration : Cette zone fait l'objet d'activités d'exploration soutenues et on a trouvé plusieurs petits gisements depuis 1979. On s'attend à ce que l'exploration se poursuive. Au total, on a découvert 2,7 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 14 gisements (tableau 49).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 4 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 21 gisements supplémentaires. Les analyses semblent indiquer que, dans cette zone, le gisement le plus vaste (0,8 à 5 x 10^6 m^3 PEP) n'a pas encore été découvert (fig. 78). Parmi les difficultés que rencontre l'exploration figurent une tendance à la présence de gaz dans la région de la zone pétrolière, le développement restreint et la configuration géométrique imprévisible des roches-réservoirs. Il est nécessaire de définir l'âge des unités de subsurface de Rock Creek et d'établir une corrélation exacte entre ces unités et le membre exposé en surface afin d'interpréter correctement la paléogéographie et la répartition des grès, détails essentiels au progrès de l'exploration.

SECTEUR DU BASSIN DE WILLISTON ET DE L'ARCHE DE SWEETGRASS

Le secteur du bassin de Williston et de l'arche de Sweetgrass est limité à l'ouest par le flanc ouest de l'arche de Sweetgrass et, au nord et à l'est, par le sous-affleurement du système jurassique. La limite sud d'évaluation se situe à la frontière internationale avec les États-Unis. La plupart des réserves de pétrole jurassique de ce secteur se trouvent à l'intérieur de pièges stratigraphiques, déterminés, soit par des variations des faciès primaires au sein des formations qui constituent des roches-réservoirs, soit par la surface d'érosion subcrétacée. On n'a pu identifier avec certitude le Trias dans la partie canadienne du bassin de Williston.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

Pendant le Jurassique, la région du bassin de Williston a joué le rôle d'un véritable bassin de sédimentation, caractérisé par des modes d'accumulation de sédiments distincts de ceux observés sur le plateau continental et dans le miogéoclinal situé à l'ouest. Il existait une arche ancestrale de Sweetgrass, qui séparait les deux centres de sédimentation. Les quatre cycles sédimentaires qui existent à l'intérieur du système jurassique correspondent en partie aux cycles du bassin de l'Alberta (tableau 47). Le plus ancien est une succession d'âge et de corrélation incertains de lits rouges, de mudstones et de shales à caractère dolomitique et anhydritique, accompagnés de couches moins importantes de grès quartzeux. Ces strates appartiennent au membre inférieur de la formation de Watrous en Saskatchewan et à des lits équivalents de la formation d'Amaranth au Manitoba. On estime généralement que ces unités sont d'âge jurassique (Poulton, 1984). Récemment, on a choisi de les corréler avec des strates triasiques de la formation de Spearfish, dans la partie du bassin de Williston qui se trouve aux États-Unis. Aucune datation n'a été concluante. La répartition de cette succession a été influencée par de légères flexures épirogéniques du craton. La structure la plus évidente est une dépression orientée vers le nord-est, allant du Wyoming au Manitoba. Au flanc nord-ouest de cette dépression, se superposent une série de filons-couches et de sillons d'orientation nord-ouest qui donnent une forme nettement trapézoïdale aux sous-bassins d'Amaranth et de Watrous (Christopher, 1984; fig. 4).

Les dépôts du second cycle représentent une avancée progressive marginale, ou une expansion du bassin, durant le Jurassique moyen (Bajocien), en réponse à un nouvel épisode de transgression marine. Ce cycle correspond approximativement à la partie

inférieure du troisième cycle du bassin de l'Alberta (tableau 47). On a placé la base de ce cycle au niveau du contact inférieur des évaporites et des shales non datés du membre supérieur de la formation de Watrous, dont la sédimentation date, selon Christopher, du Jurassique moyen. Ces strates sont recouvertes par la formation de Gravelbourg, constituée d'une unité calcaire inférieure recouverte par une unité de shales et de grès. La formation concordante sus-jacente de Shaunavon se compose de deux membres : un calcaire argileux et coquillier inférieur et un grès supérieur quartzeux à grain fin, typiquement cimenté par du carbonate. Le faciès sédimentaire de ces roches a été fortement influencé par les configurations de sédimentation sous-jacentes à la formation de Watrous. Des grès marins de la formation de Sawtooth sont les équivalents de la formation de Shaunavon, et ont été déposés sur la crête et sur le flanc ouest de l'arche de Sweetgrass. Il s'agit des premiers dépôts mésozoïques conservés sur l'arche; ils recouvrent des roches carbonifères érodées.

Le troisième cycle, qui date aussi du Jurassique moyen, comprend des sédiments de la partie inférieure du groupe de Vanguard. Il correspond à la partie supérieure du troisième cycle du bassin de l'Alberta (tableau 47). Ce cycle d'âge bathonien et callovien se compose des shales de Rush Lake et des grès marins sus-jacents de Roseray, dans le bassin de Williston. Les shales de Rierdon représentent l'unité équivalente déposée sur l'arche de Sweetgrass. L'érosion jurassique ultérieure qui a eu lieu au-dessus de l'arche a peut-être enlevé des sables déposés pendant ce cycle.

Le quatrième cycle (Oxfordien et plus récent) comprend les shales de Masefield et les grès marins concordants de la partie inférieure de la formation de Success, au sein du bassin de Williston. La limite entre le Jurassique et le Crétacé apparaît dans des strates de la partie supérieure de la formation de Success. Ce cycle a été profondément érodé avant la sédimentation, au Crétacé inférieur, des couches de la formation de Cantuar, du groupe de Mannville. La formation de Swift, déposée au-dessus de l'arche de Sweetgrass, dans le sud-est de l'Alberta, peut être corrélée avec les shales de Masefield et le membre de Success inférieur. Elle se compose d'un shale de base d'origine marine qui passe vers le haut à des grès marins. La plupart des sables proviennent de l'ouest, et représentent donc, dans cette région, la première phase de la sédimentation dans un bassin d'avant-pays. Le chapitre suivant porte sur la formation de Swift, en raison des affinités de celle-ci avec le bassin d'avant-pays. Dans la majeure partie du bassin de Williston, la sédimentation dans le bassin d'avant-pays n'a pas commencé avant le Crétacé inférieur. On évalue par conséquent, dans le présent chapitre, la formation de Success, bien que temporellement elle ne représente que partiellement l'équivalent de la formation de Swift. Les niveaux supérieurs de la formation de Success sont peut-être équivalents aux niveaux de la formation de Nikanassin, en Alberta (tableaux 47 et 53).

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Le secteur du bassin de Williston est le bassin pétrolier productif le plus important du Jurassique de l'Ouest canadien, puisqu'il contient approximativement 5 % des réserves en place et des réserves récupérables de pétrole du bassin. Les gisements de pétrole se situent dans deux zones pétrolières. La plus importante est une zone à orientation nord, située sur le flanc ouest du synclinal de Shaunavon, à approximativement 108°30′ de longitude ouest. La seconde zone, moins bien définie, apparaît près des gisements carbonifères de pétrole du sud-est de la Saskatchewan et du sud-ouest du Manitoba. Dans ces deux régions, le pétrole se trouve dans des roches-réservoirs gréseuses ou calcaires, à l'intérieur de pièges stratigraphiques qui résultent, soit de variations des faciès sédimentaires en amont-pendage, soit de discordances stratigraphiques. Il est possible que les roches mères soient des des shales jurassiques ou des roches carbonatées et des shales paléozoïques.

Les terrains jurassiques produisent aussi un peu de pétrole, sur le flanc ouest de l'arche de Sweetgrass, généralement dans des pièges formés par des plis moulants qui enveloppent les vestiges paléozoïques laissés par l'érosion.

La majeure partie du pétrole que l'on trouve dans les terrains jurassiques du secteur du bassin de Williston et de l'arche de Sweetgrass est un pétrole brut de densité moyenne (environ 880 à 930 kg/m^3). En raison d'une différence dans les modes de classification des pétroles de l'Alberta et de la Saskatchewan, on a classé le brut de l'Alberta parmi les "pétroles lourds". Néanmoins, aux fins de la présente évaluation, on l'a inclus pour assurer un niveau d'uniformité de part et d'autre de la frontière provinciale.

ZONES PÉTROLIÈRES

On a analysé quatre zones pétrolières, de façon à évaluer le potentiel de pétrole jurassique non découvert de la région du bassin de Williston et de l'arche de Sweetgrass. Bien qu'un certain nombre d'interprétations soit concevable en ce qui a trait aux zones pétrolières possibles, il semble bien que toutes ces zones soient des *variantes ou des prolongements* des concepts existants, et elles n'ont pas été évaluées quantitativement.

Zones pétrolières possibles

La plupart des zones possibles dans les strates jurassiques de ce secteur représentent des variations des zones prouvées dont l'existence est liée à la présence de discordances stratigraphiques, avec superposition des différentes unités stratigraphiques constituant des roches-réservoirs et des roches-barrières. Il reste encore à évaluer correctement une vaste région sous-affleurante, en particulier les grès de la **formation de Success** qui ont été piégés par les remplissages de vallées dans la formation de Cantuar. Parmi plusieurs modèles de zones pétrolières, Christopher (1984) inclut : des zones pétrolières associées à des pièges structuraux dans le synclinal de Shaunavon; des zones de perméabilité accrue dans la **formation de Shaunavon**, en amont-pendage de l'axe du champ pétrolier existant et, enfin, des structures présentes dans la **formation de Roseray** à l'est de l'axe du champ pétrolier.

Zones pétrolières prouvées

En ce qui concerne les quatre zones prouvées, l'une d'entre elles contient trop peu de gisements pour faire l'objet d'une évaluation fondée sur le modèle du processus de découverte; on la décrit donc brièvement dans le présent rapport.

La zone de **Waskada** (figure 76), située à l'est du bassin de Williston, se présente dans des lits rouges de la formation jurassique (?) d'Amaranth. Les roches-réservoirs se trouvent dans des grès et siltstones feuilletés, près de la base de la formation. La porosité est à la fois une porosité intergranulaire primaire et une porosité intercristalline secondaire à l'intérieur de la matrice dolomitique. La plupart des sables de la formation sont imperméables, en raison de l'obturation des pores par de l'anhydrite. La zone-réservoir de Waskada occupe une superficie supérieure à celle d'un canton et recouvre du pétrole emmagasiné dans la formation carbonifère de Mission Canyon. Il est connu que le pétrole de Waskada a migré à partir des gisements sous-jacents de Mission Canyon (Barchyn, 1982, 1984).

SAWTOOTH

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les grès de la formation de Sawtooth, à l'intérieur de pièges constitués d'amincissements en biseau des faciès stratigraphiques et de pièges structuraux formés par des plis moulants. La zone se situe dans l'arche de Sweetgrass et est délimitée par les limites de sédimentation à l'est et à l'ouest, par la limite d'érosion au nord, et arbitrairement au sud au niveau de la frontière internationale (fig. 76).

Géologie : Les amincissements stratigraphiques en biseau ont été formés par la sédimentation localisée de sables dans des dépressions de la surface d'érosion d'âge carbonifère. Il existe aussi des pièges aux endroits où les grès moulent les reliefs de la surface carbonifère. Les roches-barrières comprennent les shales sommitaux et susjacents de la formation de Sawtooth ou les shales plus récents de Rierdon.

Les roches-réservoirs sont constituées de grès quartzeux finement à moyennement grenus. La superficie des gisements se situe entre 16 et 1475 ha; les roches-réservoirs présentent une porosité moyenne comprise entre 12 et 26 %, l'intervalle productif net se situe entre 1 et 7,5 m, la saturation en eau atteint environ 30 % et le facteur moyen de récupération, 12 %.

L'office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta (1986) a classé les gisements de cette zone parmi les gisements de pétrole lourd (de densité supérieure à 900 kg/m^3), mais les gisements en question font néanmoins partie de la présente évaluation, puisque l'on considère que la gamme de densités des pétroles qu'ils contiennent (880 à 930 kg/m^3) est plus typique d'un pétrole brut de densité moyenne.

Historique de l'exploration : Le premier gisement de pétrole découvert dans cette zone pétrolière, en 1944, a été le champ pétrolier de Conrad, qui demeure le plus vaste gisement de la zone avec un volume de pétrole en place de 2,5 x 10^6 m^3. La découverte de gaz à Aden, en 1932, a précédé la découverte de pétrole dans la zone. Lors de l'exploration pétrolière, on a rencontré un certain nombre de petits gisements à Grand Forks, vers le milieu des années 60, et à Taber North, en 1980. On a découvert du pétrole dans 12 gisements, dont le volume global atteint 5,2 x 10^6 m^3 PEP (tableau 50).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 8 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 28 gisements supplémentaires, dont le plus vaste devrait contenir entre 1 et 2 x 10^6 m^3 PEP (fig. 79). Il s'agit tout probablement d'estimations basses, étant donné que plusieurs gisements découverts dans cette région, et classés dans la partie inférieure de la formation de Mannville (Crétacé), pourraient en fait appartenir à la formation de Sawtooth.

TABLEAU 50

ZONE PÉTROLIÈRE DE SAWTOOTH

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Conrad Ellis	2,54	1944
5	Grand Forks D	0,73	1980
6	Skiff A	0,63	1964
11	Grand Forks B	0,32	1978
14	Grand Forks A	0,25	1965
16	Grand Forks I	0,21	1958
17	Taber North A	0,17	1980
18	Grand Forks F	0,16	1979
27	Grand Forks H	0,07	1978
28	Grand Forks C	0,07	1980

- **Total des découvertes : 12**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10**
- **Population totale de gisements : 40**

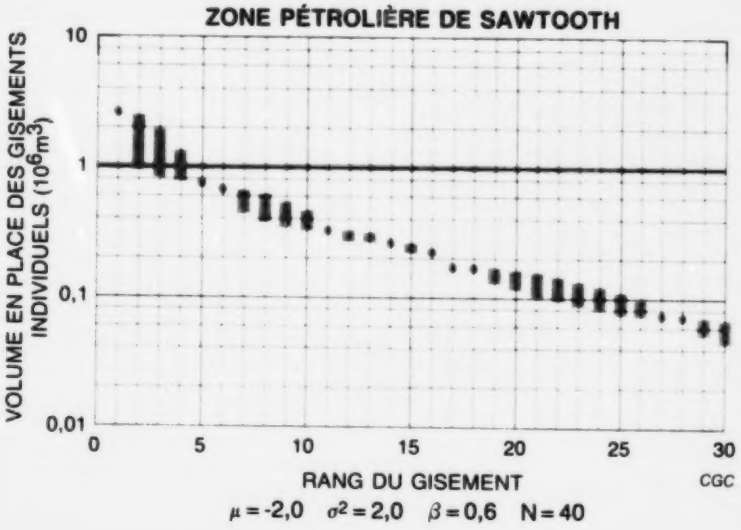


Figure 79

SHAUNAVON

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans des grès déposés en milieu d'eau marine peu profonde et des grès littoraux de la partie supérieure de la formation de Shaunavon, là où ils sont entourés de roches imperméables. La zone pétrolière ne s'étend pas au-delà du faciès littoral de la

formation, le long du flanc est de l'arche jurassique de Sweetgrass (fig. 76).

Géologie : Les gisements pétroliers se situent dans des faciès littoraux près de la bordure ouest du membre supérieur de Shaunavon. Les roches-réservoirs sont constituées de grès dolomitiques et quartzeux à grain fin, et de moindres quantités de calcaire coquillier. Les roches carbonatées des niveaux inférieurs de la formation de Shaunavon renferment aussi une petite quantité de ressources pétrolières; on les a incluses dans cette zone pour des raisons pratiques. Christopher (1964, 1984) attribue le pétrole aux roches mères d'âge paléozoïque. Toutefois, la formation de Shaunavon contient effectivement des shales sombres, riches en matière organique et marginalement matures. Le pétrole s'est accumulé dans les roches-réservoirs jurassiques grâce au réseau de failles et de fractures du synclinal de Shaunavon, pendant le Crétacé inférieur, au moment du rajeunissement du plateau de Swift Current. Christopher postule aussi qu'un élément du piégeage est la diminution vers l'est du gradient hydraulique, en amont-pendage des gisements pétroliers.

Les propriétés des réservoirs varient considérablement en fonction de la lithologie. Typiquement, la porosité se situe entre 15 et 30 %, les facteurs de récupération primaires sont compris entre 5 et 20 % et les facteurs de récupération secondaires entre 5 et 30 %. La superficie des gisements varie de moins d'une section à 15 sections et l'intervalle productif net se situe entre 1 et 10 m. Il s'agit d'un pétrole brut moyen, dont la densité se situe typiquement autour de 900 kg/m^3.

Historique de l'exploration : La première découverte réalisée dans la zone pétrolière, à la fin de 1952, a suivi la découverte d'un pétrole brut de densité moyenne dans la région de Fosterton, à l'intérieur de roches-réservoirs crétacées, un peu plus tôt au cours de la même année. L'exploration a rapidement progressé vers le sud selon l'axe de cette zone et, vers la fin des années 60, on avait découvert au total 38 gisements (tableau 51). Le volume total de pétrole en place découvert jusqu'à présent est de 148 x 10^6 m^3.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 6 x 10^6 m^3 PEP réparti dans six gisements pétroliers supplémentaires (fig. 80). Ces gisements non découverts pourraient se trouver dans certaines structures au nord et à l'ouest de l'axe établi de la zone pétrolière, ainsi que le long de cet axe.

TABLEAU 51

ZONE PÉTROLIÈRE DE SHAUNAVON

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Dollard	26,08	1953
2	Instow	24,43	1954
3	Rapdan	17,30	1953
4	Bone Creek	12,68	1955
5	Delta	9,40	1952
6	Butte	7,76	1967
7	Gull Lake	6,82	1953
8	Bench	4,87	1969
9	North Premier	4,15	1953
10	Rapdan	3,97	1953
11	Suffield	3,22	1963
12	Illerbrun	3,17	1965
14	Delta	2,54	1952
15	Whitemud	2,30	1963
16	Gull Lake South	1,94	1959
17	Delta N	1,70	1952
18	Rapdan	1,69	1953
19	Dollard	1,65	1953
22	Instow N	1,13	1954
23	Pennant	1,12	1965
24	Covington	1,07	1966
25	Antelope Lake	0,99	1967
26	North Premier	0,88	1953
27	Covington West	0,83	1968
28	Suffield	0,82	1963
29	Suffield N	0,81	1963
30	North Premier N	0,66	1953

- **Total des découvertes : 38**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 27**
- **Population totale de gisements : 44**

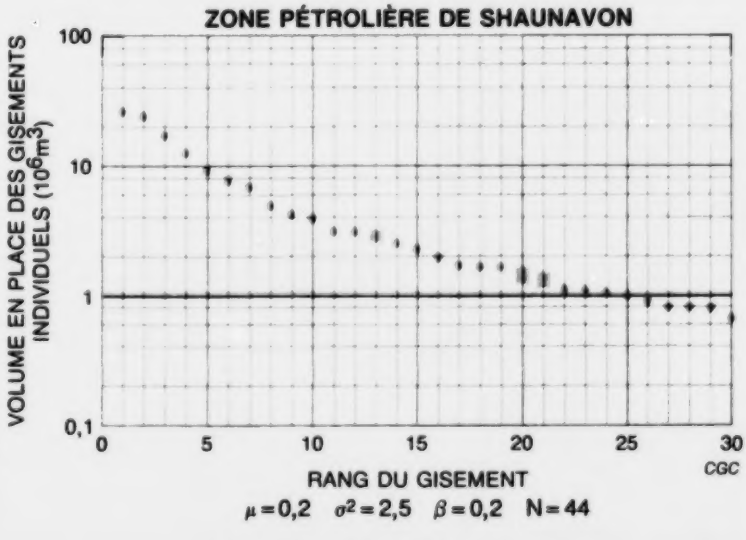


Figure 80

ROSERAY - SUCCESS

Définition de la zone : On a défini cette zone pétrolière de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt contenus dans les grès des formations de Roseray et Success, à l'intérieur de pièges résultant de variations des faciès stratigraphiques et de discordances. La zone constitue une étroite bande arquée, à l'endroit du sous-affleurement des deux formations (fig. 76).

Géologie : La zone pétrolière de Roseray-Success chevauche celle de Shaunavon, dans le sud-ouest de la Saskatchewan, et se prolonge au nord et au nord-est de cette dernière. Deux gisements, ceux de Gull Lake et Suffield, sont piégés à la fois par des modifications, à l'ouest et en amont-pendage, des grès de Roseray qui passent à des shales et par des sédiments compacts de remplissage de vallées du groupe de Mannville, au nord et à l'est. Les sept principaux champs non découverts se présentent sous forme de paléoreliefs sur les formations érodées de Roseray et Success. Ils ont été obturés par des strates relativement imperméables du groupe de Mannville. Christopher (1984) postule qu'un gradient hydrodynamique de direction sud-est aurait peut-être joué un rôle important dans le processus d'emprisonnement sous pression des divers types de pétrole dans les roches-réservoirs d'âge jurassique.

L'étendue des gisements varie de moins d'une section à six sections, l'intervalle productif net se situe entre 1 et 10 m, et la saturation en eau, entre 20 et 40 %. La porosité dépasse typiquement 25 %. Les facteurs de récupération primaire se situent entre 10 et 20 %, et les modes de récupération assistée permettent d'extraire 10 à 20 % de pétrole en place de plus.

Historique de l'exploration : La première découverte de cette zone pétrolière a eu lieu à Fosterton, en janvier 1952. En 1958, avaient été découverts sept champs d'envergure, notamment les champs de Fosterton, Battrum, Success, Cantaur, Veslo, North Premier et Gull Lake. En tout, on a découvert 31 gisements représentant un volume de 141,9 x 10^6 m^3 PEP (tableau 52).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 8 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 19 gisements supplémentaires (fig. 81). On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus vaste contienne environ 3 x 10^6 m^3 PEP; tous les autres gisements encore non découverts devraient contenir moins de 1 x 10^6 m^3 PEP. Il se peut que l'estimation du potentiel total soit trop basse, étant donné le caractère composite de la zone pétrolière.

TABLEAU 52

ZONE PÉTROLIÈRE DE ROSERAY-SUCCESS

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Battrum	29,00	1955
2	Fosterton	22,04	1952
3	Cantuar	13,99	1952
4	South Success	8,58	1954
5	Verlo	8,37	1956
6	Battrum	7,26	1955
7	Main Success	6,84	1953
8	Battrum	6,00	1955
9	North Premier	4,63	1955
10	Beverly	4,03	1956
11	North Premier	4,02	1955
12	Battrum	3,44	1955
14	Cantuar East	2,91	1964
15	Suffield	2,78	1965
16	Success North	2,10	1966
17	Cantuar East	1,99	1964
18	South Success	1,99	1953
19	Fosterton	1,98	1952
20	Suffield	1,88	1965
21	Hazlet	1,74	1963
22	Success-Alpha	1,44	1953
23	Battrum N	1,24	1955
24	Fosterton	1,22	1952
25	Battrum-North	1,22	1979
29	Beverly N	0,48	1956
30	North Premier N	0,39	1955

- **Total des découvertes : 31**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 26**
- **Population totale de gisements : 50**

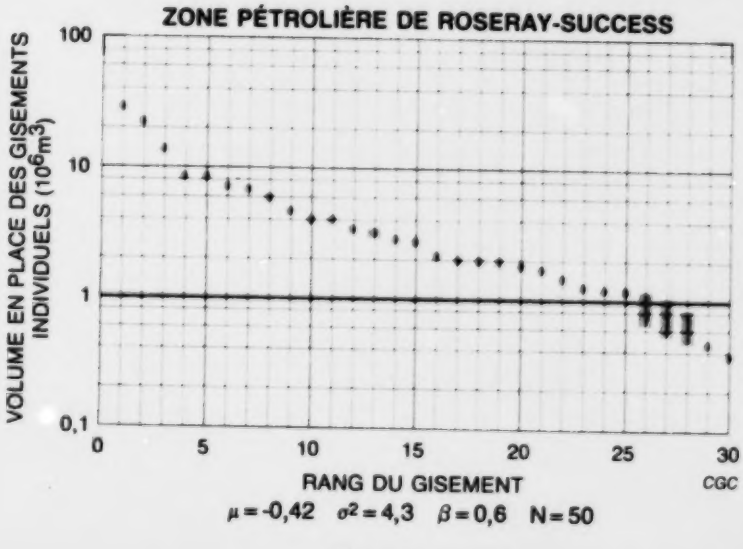


Figure 81

LE JURASSIQUE SUPÉRIEUR, LE CRÉTACÉ ET LE TERTIAIRE

Les sédiments déposés dans le bassin d'avant-pays forment le second biseau sédimentaire s'amincissant vers l'est du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Ce biseau comprend des roches allant de la fin du Jurassique au Tertiaire, dont l'épaisseur cumulée est d'environ 8000 mètres (bien que cette épaisseur totale n'existe en aucun endroit). Les couches sont l'équivalent approximatif de la séquence de Zuni, définie par Sloss (1963), et correspondent aussi à l'intervalle orogénique le plus important de l'Ouest canadien. La section du Jurassique supérieur montre le passage d'un régime de sédimentation de roches carbonatées et de shales de plateau stable à un régime comprenant des biseaux empilés de roches clastiques molassiques caractéristiques du bassin crétacé d'avant-pays.

En raison de l'interaction complexe de la tectonique et de l'eustasie durant la sédimentation de la molasse du Jurassique supérieur, du Crétacé et du Tertiaire, ainsi que de la vaste répartition de ces sédiments, il ne s'est pas avéré utile dans le cadre du présent rapport de les subdiviser en séquences, ou cycles, sédimentaires ou en régions géographiques, comme dans les chapitres précédents.

L'environnement de sédimentation clastique qui contrôle la formation des roches-réservoirs et des pièges se répète dans toute la succession, mais sans montrer la périodicité caractéristique des successions paleozoïques plus anciennes. Des mégacycles ou assemblages tectonostratigraphiques (Eisbacher *et al.*, 1974; Kaufmann, 1969; et Stott *et al.*, sous presse) ont été définis dans cette succession, toutefois, il n'existe aucun accord absolu sur le nombre et l'âge de ces cycles. On a choisi quatre assemblages pour ce qui est du présent rapport, fondés sur les travaux détaillés tirés de Masters (1984b), de Stott et Glass (1984) et de Stott *et al.*, (sous presse). On les distingue d'après les combinaisons de discordances constituant des limites; les quantités variables de débris clastiques grossiers déversés dans le bassin, qui résultent de variations du soulèvement tectonique de l'ouest, et les variations de l'environnement sédimentaire dominant conditionné par les épisodes eustatiques et tectoniques. On a choisi ces assemblages en raison de leur influence sur la formation des roches-réservoirs, des pièges stratigraphiques et, en fin de compte, des réserves pétrolières.

ÉVOLUTION SÉDIMENTAIRE ET TECTONIQUE

La succession du bassin d'avant-pays résulte directement de l'évolution de la Cordillère canadienne. L'accrétion sur la marge occidentale de l'ancien continent nord-américain de terrains allochtones pendant le Jurassique et le Crétacé moyens a causé le télescopage et le chevauchement du biseau miogéoclinal du Paléozoïque avec la marge occidentale du craton. Il en est résulté une surcharge de la croûte puis la formation d'une avant-fosse subissant une subsidence profonde. La direction de la source des sédiments s'est inversée et les sédiments clastiques se sont déversés vers le craton à partir de nappes de chevauchement imbriquées, soumises à l'érosion mais encore en évolution (Porter *et al.*, 1982). Durant le Jurassique supérieur et le Crétacé, d'épais biseaux de sédiments clastiques se sont déposés dans le bassin, en provenance principalement de l'ouest, du sud-ouest et du nord-ouest. Au même moment, un soulèvement eustatique continental, suivi d'un abaissement du niveau de la mer, se sont produits (Sloss, 1963) et ont peut-être été accompagnés de nombreux cycles transgressifs-régressifs (Caldwell, 1984; Stott, 1984, Caldwell, 1984). Dans la séquence du bassin d'avant-pays, les contrôles tectoniques sont généralement prédominants par rapport aux contrôles eustatiques car, avant le Crétacé moyen, la transgression de Zuni ne pouvait pas compenser l'apport de roches détritiques liées à l'orogenèse. Les dépôts du Crétacé reflètent l'interaction très complexe de ces cycles transgressifs-régressifs et des épisodes tectoniques que l'on ne parvient pas encore à expliquer complètement. Cet environnement dynamique a donné lieu à une grande variété de zones pétrolières stratigraphiques réparties latéralement et verticalement dans tout le bassin.

Assemblage 1. Fernie-Kootenay (Oxfordien à Néocomien) Cet assemblage de roches sédimentaires est limité par une discordance supérieure et une discordance inférieure (tableau 53). Il se compose des sédiments initiaux de la succession du bassin d'avant-pays déposés à la fin du Jurassique et n'est conservé que dans les extrémités occidentales et méridionales du bassin de l'Alberta. Au nord-ouest, il forme deux cycles de sédimentation en eau de moins en moins profonde et progressivement plus grossière vers le haut dans les groupes de Fernie et de Minnes. Au sud-ouest, on trouve un seul cycle similaire, qui atteint 2 km d'épaisseur, dans la succession de Fernie-Kootenay. Dans les deux régions, les premiers sédiments sont des "lits verts" déposés dans un bassin à faible remplissage sédimentaire, qui passent progressivement vers le haut à des shales marins; des shales et siltstones formés en milieu marin peu profond ainsi que des grès de plate-forme et de plage et, finalement, des dépôts de plaine continentale (sables de chenaux, sables de plaine d'inondation, boues lagunaires, silts et charbons) appartenant aux "lits de transition" et à la formation de Kootenay. Les couches continentales supérieures appartiennent au Crétacé inférieur et proviennent de l'ouest, hypothèse fondée sur l'abondance de chert dans les grès.

Au voisinage de l'arche de Sweetgrass, est conservé un seul cycle peu épais, de l'Oxfordien au Kimmeridgien, dont la granulométrie devient progressivement plus grossière vers le haut. Il est constitué de shales marin d'eau peu profonde de la formation de Swift recouverts par des grès de plate-forme. Les éléments clastiques grossiers proviennent du relief tectonique à l'ouest et du craton à l'est. Les unités équivalentes du bassin de Williston sont le shale de Masefield et la formation de Success inférieur (S-1).

Ce groupe de roches est tronqué par une importante discordance régionale résultant du soulèvement (provoqué par la convergence renouvelée à la bordure de la plaque?) et de l'érosion survenues durant le Néocomien. Il s'est aussi formé une surface d'érosion fortement disséquée et des reliefs régionaux de direction nord-ouest qui séparaient de grandes vallées en Alberta et en Saskatchewan (figure 82A).

Assemblage 2. Groupe de Mannville (Aptien à Albien). Cet assemblage repose sur l'importante discordance du Crétacé inférieur et se compose du second biseau de roches clastiques grossièrement grenues déversées dans le bassin à partir de l'ouest. Il est limité vers le haut par une discordance mineure. Cet assemblage est le plus étendu et comprend principalement des dépôts

continentaux clastiques grossièrement grenus et des dépôts marins peu profonds. La sédimentation a eu lieu au cours d'une importante incursion de la mer boréale à partir du nord. Les dépôts transgressifs se sont formés à mesure que la montée du niveau de la mer faisait plus que compenser l'apport de sédiments clastiques en provenance de l'ouest. Ils ont été suivis de dépôts régressifs qui se sont formés lorsque l'apport de sédiments clastiques a fait plus que compenser la montée du niveau de la mer ou les effets de la subsidence du bassin. Ces couches appartiennent au groupe de Mannville et à ses équivalents indiqués au tableau 53.

Les premiers dépôts surmontant la discordance sont des sédiments continentaux clastiques grossièrement grenus des formations de Cadomin, Gething, Basal Quartz, McMurray, Cutbank et Cantuar qui occupaient les principaux réseaux de vallées en Alberta et en Saskatchewan (figure 82A). Des incursions marines à partir du nord ont d'abord inondé les réseaux de vallées, produisant ainsi des sédiments d'estuaires et des sédiments marins de milieu peu profond dans les formations de Gething, Basal Quartz et McMurray, mais on trouve des dépôts continentaux dans les parties occidentales (formation de Gething) et sud-est (formation de Cutbank, membre de Dina) du bassin.

La poursuite de la transgression marine a donné lieu aux dépôts peu profonds de shales et de barres marines de la formation de Gething supérieur, dans la partie nord, et du membre Ostracod des parties centrale et sud de l'Alberta (figure 82B). Les calcaires et les shales calcaires sont associés au membre Ostracod. Au sud-est de ces régions, la sédimentaton continentale s'est poursuivie et est représentée par les grès fluviatiles de la partie supérieure du membre de Dina (tableau 53). La transgression maximale (figure 82C) a déposé des barres marines et des shales d'eau peu profonde de la formation de Bluesky au nord-ouest, ainsi que des barres littorales, d'îles-barrières et de zones extracôtières des membres de Cummings et Wabiskaw au nord-est. Les barres marines progradantes du membre informel de Glauconite se sont déposées dans le centre de l'Alberta et marquent le début de la phase régressive. Les unités progradantes du sud constituent les dépôts de plaine côtière de Glauconite. Au delà de la ligne de rivage initiale, vers l'intérieur des terres, se trouvent les grès et les shales déposés dans des chenaux fluviatiles à l'intérieur du membre de Glauconite (Jackson, 1984).

Le reste du Mannville supérieur comprend plusieurs séquences progradantes de remplissage de bassin composées de dépôts de plaine continentale au sud (Blairmore supérieur); de grès de plate-forme, de barres et de grès littoraux au centre et de shales de milieu marin ouvert de la formation de Clearwater dans le nord du bassin. Leur répartition ressemble à celle indiquée à la figure 82D. Les sédiments provenaient du sud et de l'ouest.

Les dépôts de plaine continentale sont typiquement constitués de shales, de grès et de charbons interstratifiés du groupe de Mannville supérieur, non divisé (ou Blairmore supérieur). Les grès marins se trouvent dans les membres de Falher et de Notikewin à l'ouest, dans le membre de Grand Rapids au centre est et dans les membres de Lloydminster, Rex, General Petroleum, Sparky, Waseca et McLaren dans la partie est de l'Alberta (équivalents du Cantuar supérieur en Saskatchewan). Les grès de Notikewin et Colony Channel se sont déposés dans la plaine continentale au centre de l'Alberta,

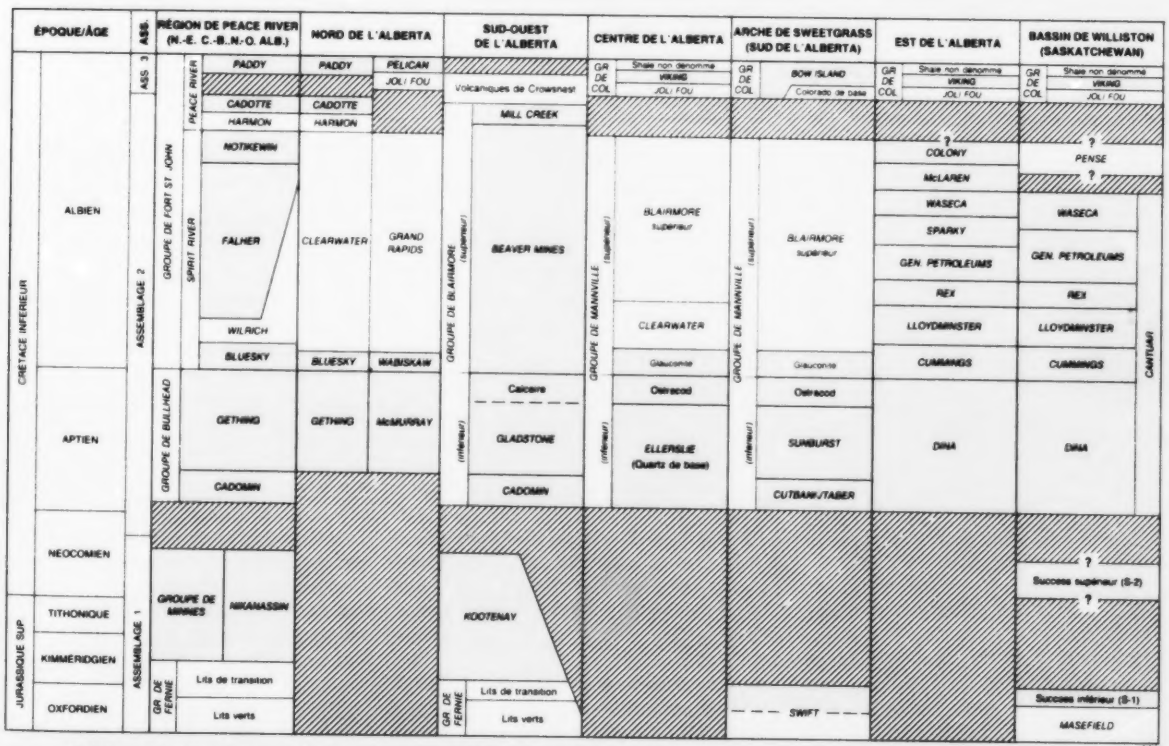
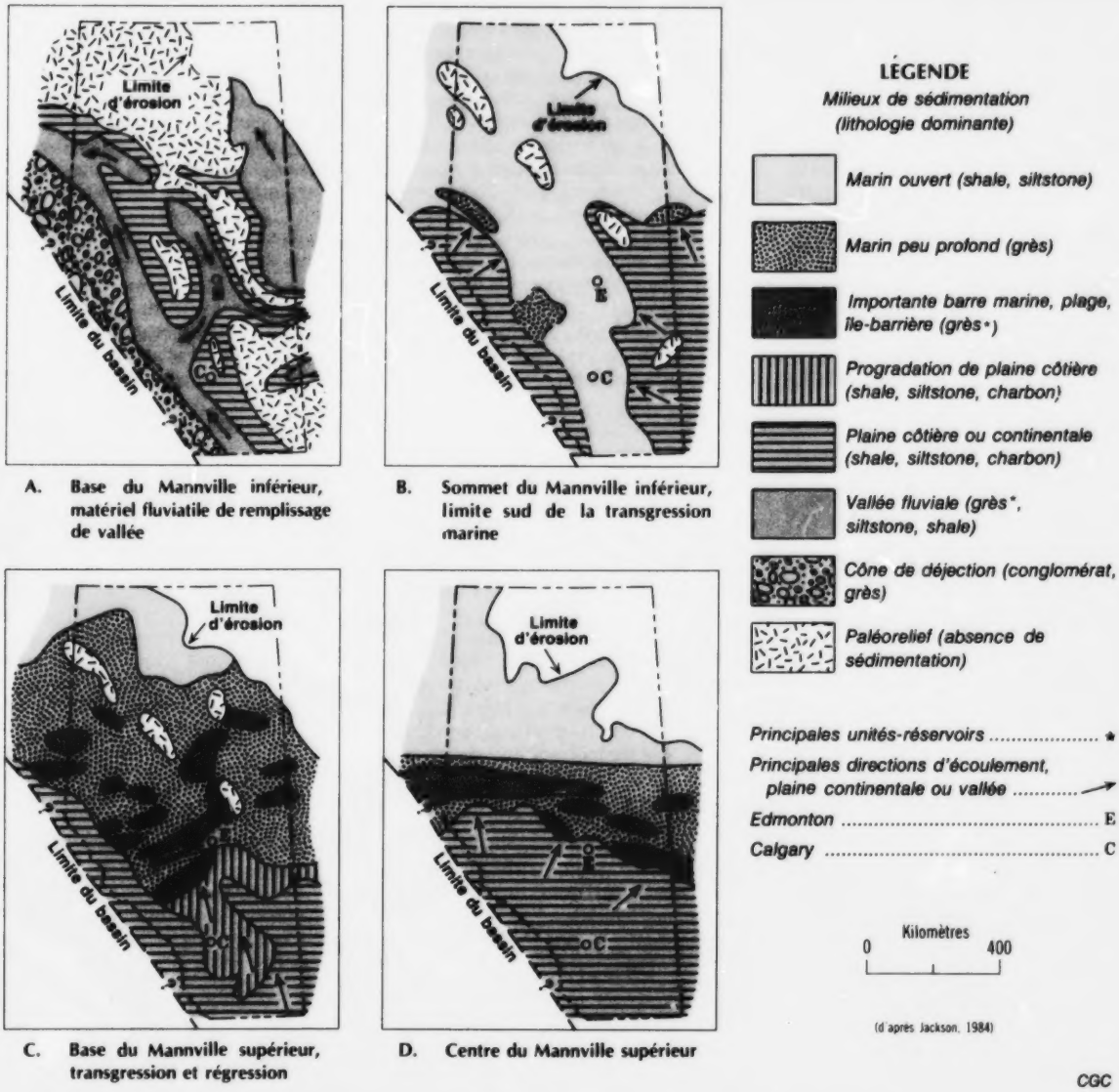


Tableau 53. Formations du Jurassique supérieur au Crétacé inférieur, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (les formations constituées principalement d'unités clastiques à fragments grossiers sont en bleu).

à la fin de la sédimentation du Mannville supérieur. Les derniers dépôts de cet assemblage ne se sont produits que dans les parties nord-ouest du bassin et sont associés à la base du groupe de Ft. St. John (tableau 54).

En résumé, la sédimentation du groupe de Mannville a été principalement continentale au sud, d'eau peu profonde au centre et au nord et, enfin, d'eau plus profonde dans les parties les plus septentrionales du bassin. L'interaction complexe de l'apport de sédiments et des variations eustatiques du niveau de la mer a produit plusieurs cycles de sédimentation comprenant des grès de chenaux fluviatiles et de milieu marin peu profond pouvant constituer des roches-réservoirs. Les chenaux fluviatiles ont une direction générale nord à nord-ouest et les barres marines, les îles-barrières et les grès littoraux, une direction est à nord-est. Une régression marine à laquelle est associée une phase d'érosion mineure sépare ces couches de la section sus-jacente.

Les roches clastiques grossièrement grenues et largement répandues et les milieux continentaux à marin peu profond qui caractérisent la majeure partie du groupe de Mannville ne reparaissent dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien qu'au Campanien.



A. Base du Mannville inférieur, matériel fluviatile de remplissage de vallée

B. Sommet du Mannville inférieur, limite sud de la transgression marine

C. Base du Mannville supérieur, transgression et régression

D. Centre du Mannville supérieur

Figure 82. Paléogéographie du groupe de Mannville, bassin de l'Alberta. Les diagrammes illustrent les réseaux de vallées orientées vers le nord-ouest (A) qui ont été inondées par une transgression marine dirigée vers le sud (B, C). Une régression, entrecoupée d'épisodes transgressifs mineurs, a rempli le bassin du sud vers le nord (C, D).

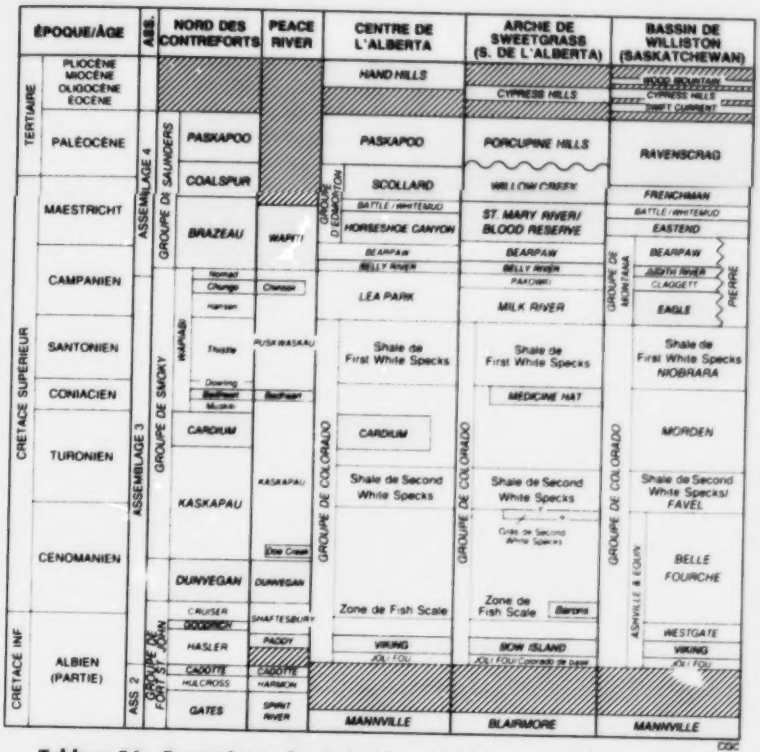


Tableau 54. Formations du Crétacé supérieur au Tertiaire, bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (les formations constituées principalement d'unités clastiques à fragments grossiers sont en bleu).

Assemblage 3. Groupe de Colorado (Albien à Santonien). Le groupe de Colorado (tableau 54) s'est déposé alors que les effets eustatiques influençaient davantage les configurations sédimentaires que les effets tectoniques. Cet assemblage comprend des shales marins largement répandus associés à de fines intercalations de matériel clastique grossier déposé en eau peu profonde. Les dépôts continentaux sont limités aux bordures du bassin, puisque le "détroit occidental intérieur" du Crétacé reliait la partie nord de la mer boréale à la partie sud de la mer gulfienne et traversait la majeure partie de l'ouest de l'Amérique du Nord.

L'élévation du niveau de la mer lors de la transgression de l'Albien supérieur a fait disparaître une partie des sédiments du groupe de Mannville supérieur qui ont été remaniés pour former les grès de base de Colorado, puis a eu lieu la sédimentation des shales de Joli Fou et de Bow Island au sud. Les shales équivalents de Hasler se sont déposés dans la partie nord-ouest du bassin. La formation de Joli Fou est recouverte par la formation de Viking, première unité majeure de cette succession constituée de grès et de conglomérats marins (figure 83). Elle consiste typiquement en un ou plusieurs cycles régressifs de shales et de grès, dont la granulométrie augmente vers le haut, qui peuvent être recouverts à leur sommet d'une couche conglomératique formée pendant une période de faible niveau de la mer puis remaniée durant une nouvelle transgression.

La formation de Viking est constituée, soit de couches gréseuses, soit de "barres" linéaires ponctuelles de direction nord-ouest qui traversent le centre de l'Alberta. La partie supérieure de la formation devient continentale dans la partie occidentale du bassin. La formation de Bow Island, dans le sud de l'Alberta, comprend trois cycles de shales, de grès et de conglomérats marins, dont la granulométrie augmente vers le haut.

Une épaisse séquence de sédiments marins recouvre ces grès dans le centre et le sud de l'Alberta (shales non dénommés au-dessus du Viking, du niveau-repère de Fish Scale, du shale de Colorado et du shale de Second White Specks). Dans la partie nord-ouest du bassin, les shales marins équivalents se trouvent dans les formations de Shaftesbury et de Kaskapau. Toutefois, un complexe deltaïque et littoral, à phases multiples et largement répandu, comprenant des roches clastiques grossières venues de l'ouest et appartenant à la formation de Dunvegan et au membre de Doe Creek, interrompt la séquence des shales.

Dans l'ouest de l'Alberta, la seconde grande unité marine de grès et de conglomérat (formation de Cardium), s'est déposée durant une régression au Turonien, au-dessus des shales de Colorado ou de Kaskapau. Elle est constituée d'une séquence inférieure de shales et de grès, dont la granulométrie augmente vers le haut et qui s'est déposée sur une plate-forme marine dominée par des tempêtes, et d'une unité conglomératique et gréseuse supérieure qui recouvre une surface d'érosion mineure. Les grès se sont déposés en vastes couches ou suivant des axes étroits. L'unité supérieure est identique à l'unité inférieure, sauf qu'elle renferme des sables déposés dans des affouillements qui recoupent l'ancienne configuration du grès. La formation de Cardium forme une séquence littorale à l'extrémité de la partie occidentale du bassin.

Après la sédimentation de la formation de Cardium, un dernier cycle transgressif-régressif a terminé la sédimentation principalement marine du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. Il comprend les shales de Colorado supérieur-Wapiabi, recouverts par les shales de First White Specks au sud. Les grès marins de Medicine Hat interrompent ces unités de shales dans le sud-est de l'Alberta. Ces shales sont à leur tour recouverts par des grès marins de plate-forme déposés dans un milieu de profondeur d'eau décroissante vers le haut et des grès continentaux de la formation de Milk River, dans le sud de l'Alberta, et les membres de Chungo et de Chinook dans l'ouest de l'Alberta. Ils représentent un complexe littoral de progradation dont les sources sédimentaires se trouvent à l'ouest et au sud. Bien qu'elles ne se soient pas déposées dans la majeure partie du bassin, ces roches clastiques grossières sont des indicateurs du renouvellement de l'activité tectonique à l'ouest.

Assemblage 4. Groupe de Saunders (Campanien au Paléocène). L'assemblage final du bassin d'avant-pays comprend trois cycles de sédimentation, dont les deux premiers sont caractérisés par des shales de base de milieu marin, minces et répandus, qui passent vers le haut à d'épaisses unités clastiques grossièrement grenues, principalement continentales (tableau 54). Les unités les plus épaisses se trouvent dans la

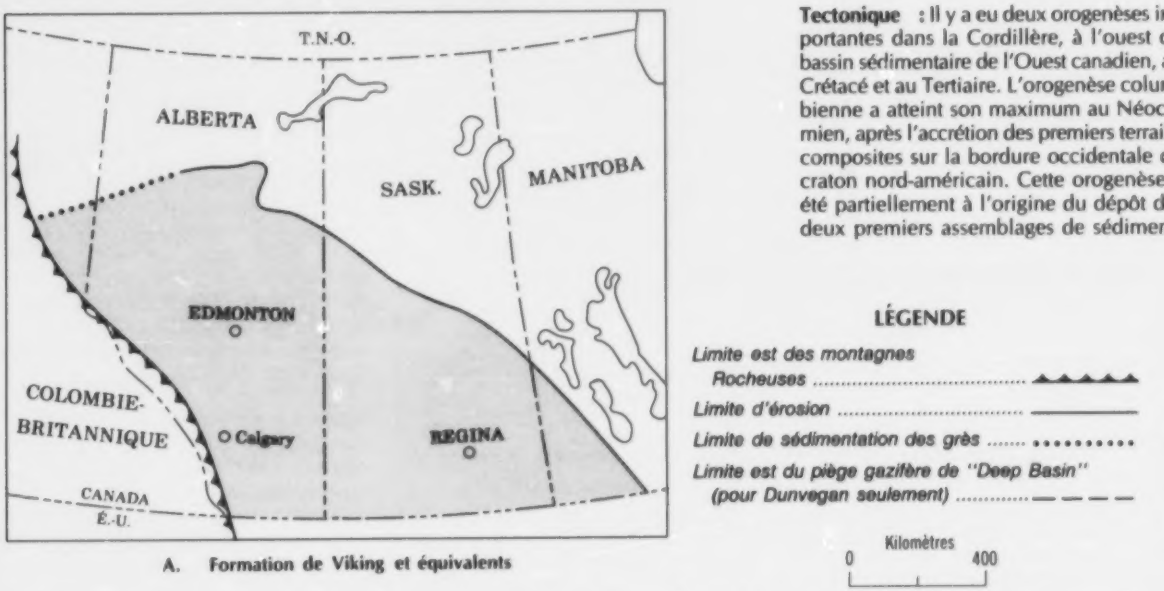
partie occidentale du bassin, adjacentes aux reliefs tectoniques en soulèvement. À cette époque, il y a eu soulèvement et assimilation des dépôts molassiques antérieurs.

L'unité initiale est constituée des shales de Claggett, Pakowki, Lea Park ou Nomad à la base, suivis des roches clastiques grossières de Judith River, Belly River ou Brazeau, qui représentent des séquences littorales en progradation vers l'est. Des grès marins de plate-forme peu profonde passent vers le haut à des grès et des shales fluvio-deltaïques et continentaux.

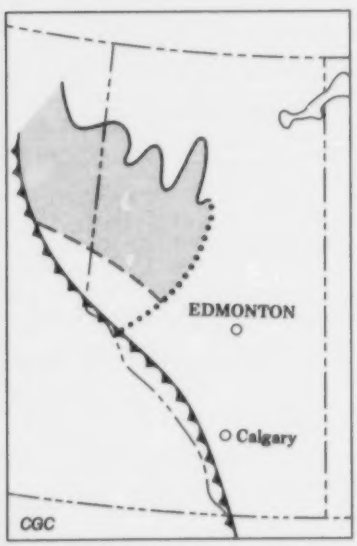
Les shales de Bearpaw constituent la base du second cycle et sont recouverts des grès d'Edmonton dans les parties orientales du bassin. Au nord et à l'ouest, les sédiments clastiques grossiers du groupe de Saunders sont les unités équivalentes. Les niveaux supérieurs de ces couches sont entièrement continentaux et marquent la fin de la sédimentation marine dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. L'unité finale se compose des dépôts alluviaux clastiques grossièrement grenus de Paskapoo-Porcupine Hills-Ravenscrag d'âge paléocène et de répartition limitée, probablement parce qu'ils ont été enlevés par soulèvement et érosion post-paléocènes.

Les couches les plus récentes du bassin reposent en discordance sur les sédiments de Paskapoo. Elles sont constituées de graviers de cours d'eau anastomosé, d'âge oligocène à pliocène.

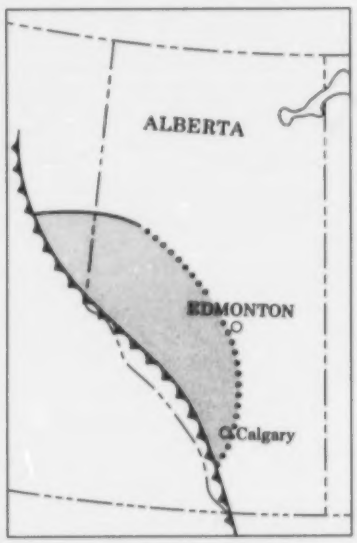
Tectonique : Il y a eu deux orogenèses importantes dans la Cordillère, à l'ouest du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, au Crétacé et au Tertiaire. L'orogenèse columbienne a atteint son maximum au Néocomien, après l'accrétion des premiers terrains composites sur la bordure occidentale du craton nord-américain. Cette orogenèse a été partiellement à l'origine du dépôt des deux premiers assemblages de sédiments



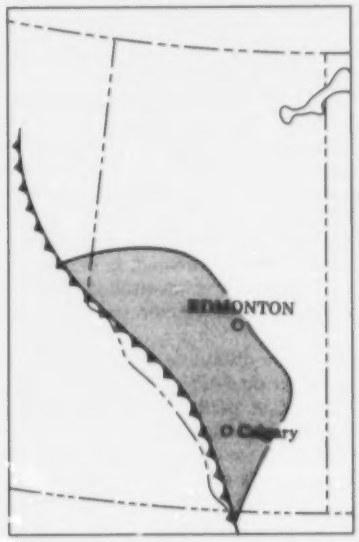
A. Formation de Viking et équivalents



B. Formations de Dunvegan et Kaskapau



C. Formation de Cardium



D. Formation de Belly River

Figure 83. Zones pétrolières des groupes de Colorado et Saunders.

molassiques. L'orogenèse laramienne, survenue du Maestrichtien au Paléocène, a eu lieu après l'accrétion, à la fin de l'Albien, des seconds terrains composites et a produit la zone déformée située à la marge occidentale du bassin. Le dépôt du dernier assemblage molassique, provenant des reliefs tectoniques ascendants de l'ouest (qui comprennent les dépôts molassiques antérieurs), a eu lieu pendant l'orogenèse laramienne. Cette dernière a probablement aussi donné lieu à l'arche de Sweetgrass qui sépare les bassins de Williston et de l'Alberta. La structure actuelle du bassin de l'Alberta était apparue dès la fin du Crétacé.

La configuration géométrique du bassin est celle d'un simple synclinal (synclinal de l'Alberta) dont le flanc oriental est allongé et possède un faible pendage vers le sud-ouest. Le flanc occidental est court et possède un pendage plus abrupt vers le nord-est. Cette structure résulte de l'affaissement de la croûte vers l'ouest, attribuable à la charge tectonique et au chevauchement non apparent survenu en profondeur dans la section sédimentaire, qui a donné naissance au flanc ouest étroit. Le faible pendage régional vers l'ouest a joué un rôle important dans la maturation, la migration et l'accumulation des hydrocarbures. Les roches mères, qui ont été progressivement enfouies plus profondément à l'ouest, ont libéré des hydrocarbures qui pouvaient migrer en amont-pendage à l'est, puis être piégés dans des unités-réservoirs étanches. Cette asymétrie du piégeage des hydrocarbures est apparente dans toutes les unités stratigraphiques.

GÉOLOGIE PÉTROLIÈRE

Les seules réserves de pétrole importantes de la succession du bassin d'avant-pays se trouvent dans des pièges stratigraphiques formés par des changements de faciès sédimentaires à l'intérieur du second et du troisième assemblages crétacés. Le pétrole se concentre généralement à la terminaison amont-pendage (nord-est) des unités de grès ou de conglomérat, aux endroits où elles passent au faciès équivalent des shales. Les roches crétacées fournissent 33 % du pétrole conventionnel en place et 18 % du pétrole conventionnel récupérable de l'Ouest canadien. Dans le premier et le quatrième assemblages, on ne rencontre que de faibles quantités de pétrole et de gaz.

L'assemblage de Mannville constitue peut-être la zone la plus riche en hydrocarbures au monde (Masters, 1984a), mais la majeure partie des ressources en pétrole brut se présente sous forme de pétrole lourd ou de bitume, qui ont été biodégradés avec l'apport d'eau douce près de la surface, à la bordure amont-pendage (nord-est) du bassin. Environ 500 x 10^9 m^3 de cette ancienne accumulation de pétrole est encore en place, dans un grand piège anticlinal situé à la bordure orientale du bassin. La présence d'un champ de cette importance, qui, s'il contenait du pétrole conventionnel, éclipserait toutes les autres découvertes du monde, implique que la migration sur de grandes distances s'est probablement produite à partir de plusieurs horizons mésozoïques et paléozoïques. D'après Masters (1984a), les terrains du Trias, du Jurassique et du Crétacé seraient les principales sources de cet énorme gisement d'hydrocarbures. Si la longue migration s'était produite à partir des régions occidentales du bassin, n'importe quel piège stratigraphique ou structural en aval-pendage de la zone de pétrole lourd pourrait contenir des hydrocarbures. La nature des hydrocarbures (gaz ou pétrole) dépendra de la source et des trajectoires de migration. À la bordure occidentale du bassin, le gaz de Deep Basin est actuellement formé et piégé. On estime que ce piège renferme 55 x 10^9 m^3 (20 Tpi^3) de gaz en place. Les pièges et les réserves de pétrole et de gaz conventionnels se trouvent dans le groupe de Mannville, entre le piège gazifère de Deep Basin et les dépôts de pétrole lourd. Les gisements de Mannville ont tendance à se trouver dans des roches-réservoirs associées à des grès de chenaux (remplissage de vallées fluviales ou estuariennes) et à des grès littoraux. Les roches-barrières sont constituées de shales qui représentent des équivalents latéraux ou des roches plus anciennes.

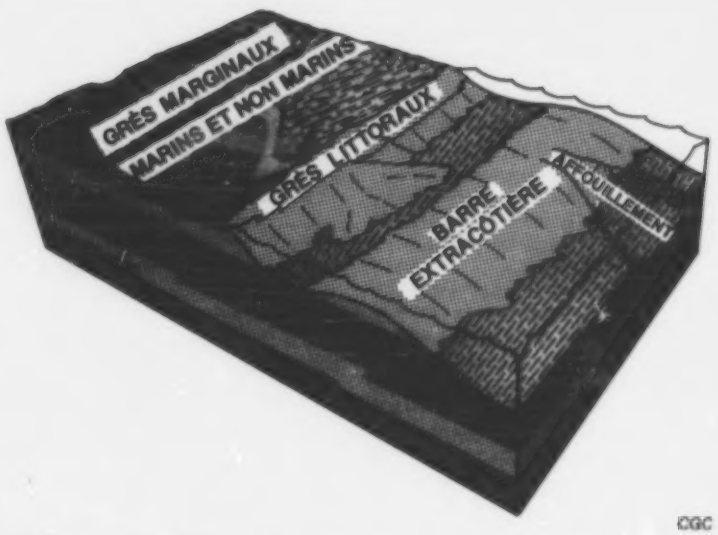


Figure 84. Modèle de sédimentation des couches de grès, des barres et des grès d'affouillement.

La majeure partie des réserves de pétrole du groupe de Colorado se trouve dans les couches de grès et de conglomérat marins, minces et étendues des formations de Cardium et Viking, réparties dans le centre de l'Alberta, à l'est de la zone déformée. Les shales marins, épais et étendus qui entourent ces roches-réservoirs constituent les roches-barrières. Le gisement de Pembina Cardium est le plus important de l'Ouest canadien et renferme 1,18 x 10^9 m^3 PEP. On trouve des accumulations moins importantes de pétrole dans les grès littoraux et deltaïques des formations de Dunvegan et Doe Creek et dans des remplissages d'affouillements, à l'intérieur des formations de Cardium et Viking (fig. 84). Le groupe de Colorado renferme environ 80 % des réserves de pétrole conventionnel du Crétacé.

L'évaluation des ressources pétrolières est entravée par les différences dans les systèmes de classification des pétroles légers et moyens, comparativement aux pétroles bruts lourds, en Alberta et en Saskatchewan. Certains gisements de Mannville, au voisinage de l'arche de Sweetgrass, dans le sud de l'Alberta, sont considérés comme des gisements de pétrole lourd, bien qu'ils renferment des hydrocarbures semblables au pétrole brut de densité moyenne

(880 à 930 kg/m^3) de la Saskatchewan. En raison de contraintes liées au traitement des données, ces gisements de l'Alberta ne sont pas inclus dans la présente évaluation et influencent donc, dans une certaine mesure, les estimations du potentiel.

MODE DE SÉDIMENTATION ET GROUPES DE ZONES PÉTROLIÈRES

La classification des types de pièges selon le milieu de sédimentation conduit à l'identification de trois groupes de zones pétrolières caractéristiques des couches du bassin d'avant-pays. Étant donné qu'il fait partie d'un intervalle sédimentaire continu, chaque groupe de zones pétrolières peut se présenter à un moment et un emplacement quelconques au Crétacé. Toutefois, ces groupes sont généralement confinés à certains intervalles stratigraphiques et à certaines régions géographiques en raison des contrôles tectoniques et eustatiques. Les faciès non marins et littoraux ont été prédominants pendant les épisodes tectoniques de l'Aptien à l'Albien et du Campanien au Paléocène, les faciès d'eau peu profonde, pendant la période eustatique de niveau de mer élevé du Crétacé moyen.

A. Groupe d'eau peu profonde

Ce groupe de zones pétrolières comprend des séquences dont la granulométrie augmente vers le haut. Il contient des roches-réservoirs gréseuses et conglomératiques déposées sur une plate-forme marine peu profonde. Les accumulations forment généralement des couches ou des structures linéaires parallèles à la direction de sédimentation. Plusieurs roches-réservoirs peuvent être empilées verticalement. De plus, des grès marins épais se sont déposés en remplissage d'affouillements, perpendiculairement à la direction de sédimentation. Les faciès de roches-réservoirs sont généralement contenus dans des roches mères et des roches-barrières constituées de shales. Les gisements présents dans ce type de dépôts se rencontrent le plus souvent dans le groupe de Colorado. Ce groupe de zones pétrolières est le plus important du point de vue des réserves et du potentiel. Les gisements sont généralement de dimension moyenne à grande et sont concentrés dans le centre de l'Alberta et le centre ouest de la Saskatchewan.

B. Groupe d'association littorale

Les roches-réservoirs, constituées de grès dont la granulométrie augmente vers le haut, continues, linéaires et orientées parallèlement à la direction de sédimentation, sont caractéristiques de ce groupe de zones pétrolières. Les milieux de sédimentation comprennent les faciès littoraux, de front de delta, d'îles-barrières, de chenaux de marée et de deltas de tempête. Les dépôts gréseux se trouvent généralement dans des faciès de contact avec des sédiments finement grenus de milieu marin peu profond et de plaines côtières qui jouent aussi le rôle de roches mères et de roches-barrières. Les faciès littoraux sont généralement diachrones, car ils se sont déposés au cours de cycles globalement régressifs ou transgressifs; ils peuvent par conséquent être présents dans plusieurs horizons stratigraphiques et en plusieurs endroits à l'intérieur de la même formation. Les gisements de ce groupe de zones pétrolières sont généralement de dimension moyenne à grande et sont concentrés dans le centre de l'Alberta et le centre ouest de la Saskatchewan.

Figure 85. Zones pétrolières du groupe de Mannville.

C. Groupe marginal et non marin

Ce groupe de zones pétrolières comprend d'épaisses unités déposées dans des chenaux d'érosion, de superficie limitée, entaillées et perpendiculaires à la direction de sédimentation, ainsi que de minces dépôts de plaine côtière. Les milieux de sédimentation représentés sont des chenaux fluviatiles, des dépôts d'inondation de plaines côtières et de vastes dépôts de remplissage de vallées d'estuaires. Les faciès de roches-réservoirs sont souvent contenus dans des siltstones non marins qui représentent des dépôts d'inondation ou dans des shales marins à proximité du littoral qui peuvent aussi jouer le rôle de roches mères et de roches-barrières. De plus, plusieurs milieux fluviatiles sont liés à des discordances, aux endroits où les roches-réservoirs crétacées sont juxtaposées aux roches-barrières plus anciennes qui forment les versants des vallées. Les zones pétrolières de ce groupe ont la caractéristique de renfermer de nombreux petits gisements.

Outre ces groupes de zones pétrolières liés à l'environnement sédimentaire, il peut y avoir accumulation de pétrole dans des pièges structuraux situés à l'intérieur du bassin de Williston, sur les arches de Sweetgrass et de Peace River ainsi que dans la région des contreforts de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Il existe une zone comportant des réserves dans les shales et les siltstones des formations de First et Second White Specks en Alberta, là où ces roches ont été fracturées durant la phase laramienne de déformation.

ZONES PÉTROLIÈRES

Douze zones d'exploration ont été identifiées dans les roches du Crétacé. Une seule zone se trouve dans le Jurassique, et l'on n'en trouve aucune dans le Tertiaire. Étant donné les complexités géologiques, le nom-

bre d'unités stratigraphiques rencontrées et le nombre important de gisements connus, on a essayé de ne donner que des définitions générales en ce qui a trait aux zones pétrolières du Crétacé. Par conséquent, plusieurs zones pétrolières, comme celles du groupe de Mannville, peuvent être considérées comme des zones composites qui pourraient être subdivisées lors d'une étude plus détaillée. Étant donné l'absence de classification détaillée des zones pétrolières, aucune zone possible n'a été considérée dans le présent chapitre.

Les limites des zones pétrolières de l'assemblage Fernie-Kootenay sont définies par les limites d'érosion (au nord, dans le bassin de Williston et l'arche de Sweetgrass et à l'est, en Alberta) et par l'enclave de gaz définie thermiquement à l'ouest, en Alberta. La presque totalité de cet assemblage se trouve dans l'enclave de gaz de l'ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Les zones pétrolières du groupe de Mannville, à l'intérieur du bassin de l'Alberta, sont délimitées par le piège de gaz de Deep Basin au sud-ouest, par la présence de pétrole lourd et de bitume au nord-est et par la frontière internationale au sud (fig. 85). Au nord de l'arche de Peace River, ces strates ne renferment que du gaz. Dans le bassin de Williston, la frontière internationale constitue la limite sud de la zone pétrolière et la présence mal définie de pétrole lourd constitue la limite nord de la zone pétrolière. Les zones pétrolières du groupe de Colorado sont principalement définies par les limites de sédimentation des roches-réservoirs gréseuses (fig. 83). Les zones pétrolières du groupe de Colorado sont probablement limitées au sud-ouest par une ligne thermométamorphique jusqu'à maintenant non définie. Dans la majeure partie du bassin, elle devrait se trouver à l'ouest de la bordure est de la zone déformée, son identification est donc entravée par la structure. Les zones pétrolières du groupe de Saunders sont définies par les limites de sédimentation des différentes roches-réservoirs. La formation de Belly River est l'unique intervalle productif de cet assemblage.

Zones pétrolières prouvées

Dans une seule zone prouvée, les données sur les gisements étaient trop peu nombreuses pour qu'on puisse effectuer une analyse selon le modèle du processus de découverte. Des douze autres zones pétrolières, trois contiennent des quantités tellement importantes de gisements que l'on a effectué l'analyse en choisissant les classes de dimensions des gisements. Les résultats de l'évaluation des ressources de ces trois zones pétrolières ne donnent donc pas de graphiques des dimensions de gisements.

La zone pétrolière de Swift se trouve sur l'arche de Sweetgrass et comprend des pièges formés à la limite d'érosion de la formation de Swift, déposée en milieu marin peu profond, là où le ravinement crétacé a isolé des massifs gréseux. La zone pétrolière comprend en outre des pièges structuraux associés au morcellement par failles lié à l'orogenèse laramienne, comme on peut le voir au Montana, dans le champ pétrolier de Flat Coulee. On a découvert des gisements de pétrole à Manyberries, en Alberta (McLean, 1985), et à Flat Coulee, au Montana. On ne dispose pas de chiffres sur les réserves dans le cas du gisement de Swift, en Alberta, étant donné que la production est associée à celle de la formation crétacée sus-jacente de Sunburst. Le "Ribbon Sand" est la roche-réservoir du Swift supérieur et représente la phase la plus ancienne de dépôt de roches clastiques venues de l'orogenèse occidentale (Hayes, 1983; Poulton, 1984).

CANTUAR

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigrahiques et structuraux des roches-réservoirs de la formation de Cantuar. Cette zone pétrolière est approximativement délimitée par l'arche de Sweetgrass à l'ouest, la présence de pétrole lourd au nord et la frontière internationale au sud (fig. 85).

Géologie : Les sédiments attribués à la formation de Cantuar ont été déposés sur une surface d'érosion fortement disséquée, formée sur les unités stratigraphiques de Success et les unités plus anciennes. Les pièges stratigraphiques sont à la fois le résultat des variations de faciès à l'intérieur de la formation et de la présence de couches imperméables le long des versants de vallées creusées dans la surface d'érosion sous-jacente (zones pétrolières du groupe C). Les vallées profondes (>130 m) et larges (1-16 km), encaissées dans des roches plus anciennes, ont fortement contrôlé le faciès de remplissage des vallées. Les dépôts de remplissage de vallées sont des grès, des siltstones et des shales partiellement fluviatiles, mais surtout estuariens à marins, pouvant atteindre 220 mètres d'épaisseur, et sont les équivalents stratigraphiques de certaines parties du groupe de Mannville, en Alberta (zones pétrolières du groupe C). Christopher (1974) décrit en détail un certain nombre de configurations de pièges et de sites d'intérêt, en ce qui a trait aux accumulations de pétrole, dans la formation de Cantuar.

Les roches-réservoirs gréseuses sont généralement finement à moyennement grenues et leur porosité est comprise entre 20 et 26 %. La saturation en eau varie de 25 à 46 % et l'intervalle productif net, de 1 à 8 m.

Historique de l'exploration : La première découverte a été faite dans cette zone en 1952, dans le champ de Cantuar. Environ 51 x 10^6 m^3 PEP ont été découverts dans 11 gisements appartenant à cette zone (tableau 55). Un gisement pétrolier, présent dans le grès du Mannville inférieur, piégé en amont-pendage contre une cuesta de shales de Vanguard faisant face au sud, a été découvert à Wapella en 1952. Ce gisement contient 3,5 x 10^6 m^3 PEP, et pourrait représenter un prolongement vers l'est de la zone pétrolière de Cantuar.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 46 x 10^6 m^3 PEP. On s'attend à rencontrer ce potentiel dans 29 gisements additionnels, dont le plus vaste pourrait contenir de 8 à 20 x 10^6 m^3 PEP (fig. 86).

TABLEAU 55

ZONE PÉTROLIÈRE DE CANTUAR

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Cantuar-MA Cantuar U	22,11	1952
3	Cantuar-E Cantuar U1	7,55	1967
4	Beverly Cantuar Z	7,01	1956
6	Cantuar-E Cantuar U2	4,82	1956
8	Wapella Wapella Z	3,54	1952
13	Gull Lake Cantuar U1	1,91	1953
19	Java Cantuar	1,11	1955
20	Gull Lake Cantuar U2	1,03	1953
23	Cantuar-E Cantuar U3	0,81	1956
29	Gull Lake Cantuar N	0,47	1953

- Total des découvertes : 11
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10
- Population totale de gisements : 40

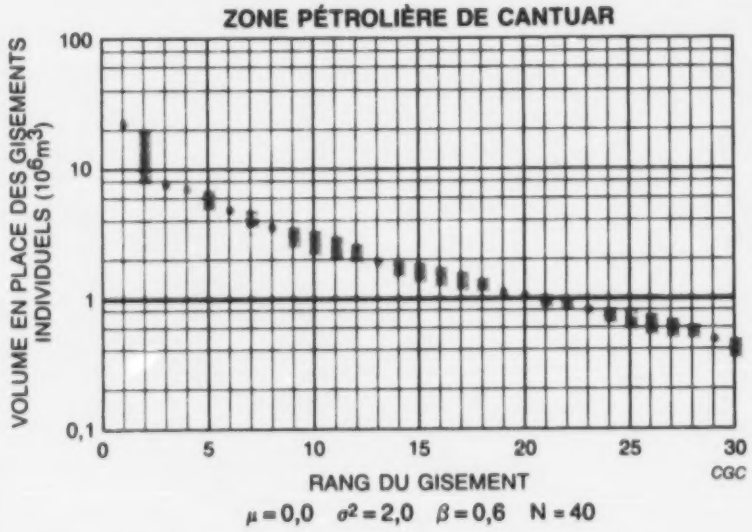


Figure 86

MANNVILLE INFÉRIEUR

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques et structuraux des roches-réservoirs gréseuses du Mannville inférieur. C'est l'une des zones les plus étendues de l'Ouest canadien, occupant tout le centre et le sud de l'Alberta, entre le piège de gaz de Deep Basin à l'ouest et les champs de pétrole lourd au nord-est (fig. 85).

Géologie : La sédimentation du Mannville inférieur a été contrôlée par la tectonique et par la topographie de la surface de discordance sous-jacente. Le matériel détritique, qui s'est déversé dans le bassin à partir de l'ouest, du sud et de l'est, s'est déposé sous forme d'une multitude de faciès.

La vaste étendue de cette zone composite se reflète dans la grande variété de caractéristiques des roches-réservoirs et de configurations géométriques des pièges (zones pétrolières du groupe C). La plupart des roches-réservoirs sont constituées de grès fin à grossier de porosité et de perméabilité assez bonnes, contenu dans des pièges d'extension latérale limitée. Les unités-réservoirs appartiennent aux formations de Sunburst, Moulton, Detrital, Ellerslie, Quartz de base ou Cadomin. Dans les cas où l'on ne peut identifier d'unités sableuses distinctes, on classe les gisements dans les niveaux inférieurs des groupes de Mannville ou Blairmore. Lorsque les unités gréseuses individuelles n'ont pu être identifiées, on a assumé que les gisements appartenaient au Mannville inférieur ou au Blairmore. Dans ces gisements, l'intervalle productif net peut dépasser 20 m (il est de 5 m en moyenne), la porosité varie généralement de 12 à 18 %, la superficie du gisement varie d'un quart de section à douze sections, la saturation en eau est en moyenne de 30 % environ et le facteur de récupération moyen est environ de 10 %. La configuration géométrique des roches-réservoirs n'est pas facile à prévoir et est généralement déterminée par la paléotopographie de la surface de discordance sous-jacente au Mannville.

Historique de l'exploration : Les premières découvertes ont été faites dans cette zone au début des années 50 et l'exploration s'est poursuivie avec succès. La zone pétrolière occupe une très vaste région où se trouvent de nombreux puits de pétrole mais, pour pouvoir détecter les pièges, il est nécessaire de comprendre les détails de la corrélation et de la répartition des faciès et de cartographier attentivement la surface de discordance. On a découvert environ 193 x 10^6 m^3 PEP dans les gisements attribués à cette zone (tableau 56).

TABLEAU 56

ZONE PÉTROLIÈRE DU MANNVILLE INFÉRIEUR

Intervalle de classe (10^6 m^3)	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
8,0-16,0			
	Wayne-Rosedale Basal Quartz B	9,81	1954
	Chigwell Mannville E	8,29	1964
4,0-8,0			
	Gilby Basal Mannville B	6,72	1957
	Niton Basal Quartz B	6,60	1965
	Carrot Creek L. Mannville M	5,77	1963
	Kaybob Cadomin B	5,76	1963
	Medicine River Basal Quartz B	5,75	1959
	Highvale L. Mannville A	4,71	1976
	1 gisement non découvert dans cette classe		
2,0-4,0			
	Thompson Lake Blairmore	3,97	1958
	Campbell-Namao Blairmore F	3,96	1966
	Manyberries Sunburst A	3,76	1920
	Lanaway Mannville	3,50	1958
	Wayne-Rosedale Basal Quartz E	3,38	1962
	Campbell-Namao Blairmore E	2,94	1951
	Campbell-Namao Blairmore A	2,86	1949
	Manyberries Sunburst Q (incl. Swift)	2,53	1977
	Turin Lower Mannville L	2,29	1969
	Wintering Hills L. Mannville A	2,21	1965
	Wayne-Rosedale Basal Quartz GG	2,12	1976
	Coutts Moulton A	2,06	1966
	Hussar Basal Mannville O	1,91	1964
	4 gisements non découverts dans cette classe		

- Total des gisements prévus : 600
- Nombre de gisements découverts : 329

TABLEAU 57

ANALYSE DU VOLUME DES GISEMENTS — ZONE PÉTROLIÈRE DU MANNVILLE INFÉRIEUR

Intervalle de classe Volume en place (10^6 m^3)	Nombre de gisements	
	Découverts	Non découverts
0,016 - 0,031	3	12
0,031 - 0,063	15	34
0,063 - 0,13	70	115
0,13 - 0,25	95	43
0,25 - 0,5	70	45
0,5 - 1,0	36	8
1,0 - 2,0	19	9
2,0 - 4,0	13	4
4,0 - 8,0	6	1
8,0 - 16,0	2	0
Total	329	271

$\mu = -2,0$; $\sigma^2 = 1,8$; $\beta = 0,6$; $N = 600$

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 10 à 100 x 10^6 m^3 PEP. On s'attend à trouver ce pétrole réparti dans 270 gisements (tableau 57). Un problème possible concernant l'évaluation de cette zone est que certains gisements pourraient ne pas se trouver dans le Mannville inférieur. Les grès fluviatiles du Jurassique ou du Mannville supérieur sont difficiles à distinguer de ceux du Mannville inférieur dans certaines régions. Un second problème vient de ce que plusieurs gisements du sud de l'Alberta, classés par la Commission provinciale comme des gisements de pétrole lourd, contiennent en fait du brut moyen. On ne les a pas inclus dans cette évaluation.

MEMBRE OSTRACOD

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques et structuraux des roches-réservoirs gréseuses du membre Ostracod, du Mannville inférieur. Cette zone est restreinte au centre de l'Alberta, entre le piège gazifère de Deep Basin à l'ouest et les champs de pétrole lourd à l'est (fig. 85).

Géologie : Au cours de la sédimentation de l'assemblage 2, dans lequel la tectonique a joué un rôle prépondérant, une courte phase transgressive (mer de Clearwater) a permis la formation d'une baie marine confinée dans le centre de l'Alberta. De minces lits de grès calcaire se sont déposés en milieu marin peu profond, de type lagunaire et lacustre d'eau saumâtre. Ces unités-réservoirs sont incluses dans un faciès argileux qui joue le rôle de roche-barrière et probablement aussi celui de roche mère en ce qui a trait aux hydrocarbures piégés (zones pétrolières du groupe B). Les grès calcaires, les calcaires et les siltstones très fins à fins, se sont déposés en minces couches discontinues, à l'intérieur desquelles se sont formés des faciès de roches-réservoirs. Dans les gisements de cette zone, l'intervalle productif net varie de 1 à 11 m (valeur moyenne de 3 m), la porosité, de 5 à 25 % (valeur moyenne de 15 %), la superficie des gisements est généralement d'un quart de section, la saturation en eau est en moyenne de 25 % environ et le facteur moyen de récupération est de 10 %.

Historique de l'exploration : La première découverte de cette zone a eu lieu à Bigoray, en 1959. Depuis, la découverte de petits gisements a été lente mais continue à l'intérieur de cette zone pétrolière confinée. Un grand nombre de gisements ont peut-être été découverts par hasard au cours de l'exploration de sites d'intérêt plus profonds. Environ 12 x 10^6 m^3 PEP ont été découverts dans 32 gisements (tableau 58).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 8 x 10^6 m^3 PEP. La population totale de cette zone a été estimée à 80 gisements, dont 48 demeurent non découverts. On estime que le plus grand gisement non découvert renfermerait de 1 à 3 x 10^6 m^3 PEP (fig. 87). Le secteur d'exploration le plus prometteur se trouve sous le champ de Pembina, dans la partie nord-ouest de la zone pétrolière.

TABLEAU 58

ZONE PÉTROLIÈRE DU MEMBRE OSTRACOD

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Pembina E	3,68	1979
2	Bigoray A	2,75	1959
8	Medicine River C	0,58	1964
9	Minnehik-Buck Lake A	0,52	1980
10	Pembina G	0,49	1979
11	Medicine River P	0,47	1972
13	Medicine River B	0,35	1963
14	Bigoray B	0,32	1968
15	Medicine River W	0,32	1965
16	Alexis B	0,30	1970
17	Sylvan Lake A	0,25	1963
18	Westpem A	0,25	1981
19	Pembina D	0,24	1975
23	Pembina F	0,19	1980
25	Alexis A	0,16	1968
26	Hussar X	0,16	1977
27	Sylvan Lake F	0,14	1965
30	Hussar P	0,13	1974

- **Total des découvertes : 32**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 18**
- **Population totale de gisements : 80**

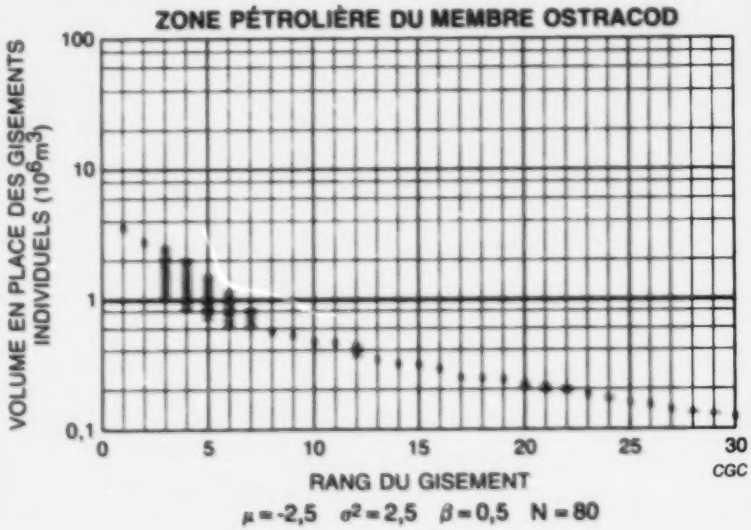


Figure 87

MANNVILLE SUPÉRIEUR

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques et structuraux des roches-réservoirs gréseuses du groupe de Mannville supérieur. Sont aussi inclus dans cette zone les gisements et les sites d'intérêt du membre de Glauconite. Cette zone pétrolière s'étend vers l'ouest, de la zone de pétrole lourd de Lloydminster, près de la limite d'érosion, jusqu'au piège de gaz de Deep Basin (fig. 85).

Géologie : La séquence molassique du Mannville supérieur s'est déposée après la transgression de Clearwater, au cours de la deuxième phase tectonique de l'orogenèse columbienne. Les premiers sédiments littoraux de progradation (grès glauconieux du sud de l'Alberta) ont été recouverts de sédiments d'origine principalement non marine déversés dans le bassin à partir de l'ouest, du sud-ouest et du sud. La sédimentation s'est terminée avec la transgression régionale de la mer de Colorado. La plupart des roches-réservoirs sont contenues dans de petits pièges contrôlés par un changement de faciès local passant des grès aux shales (zones pétrolières du groupe B). Dans le centre de l'Alberta, le faciès littoral se présente en général sous forme de zones linéaires orientées vers l'est et le nord-est. Par contre, les faciès fluviatiles ont tendance à être plus puissants, discontinus et orientés selon une direction nord-sud.

En raison de sa définition extensive, cette zone contient une large gamme de roches-réservoirs et de pièges de géométrie très diverse. La plupart des roches-réservoirs sont composées de grès finement à moyennement grenus de porosité et de perméabilité adéquates, contenus dans des pièges de faible extension latérale. L'intervalle productif net peut atteindre 14 m (4 m en moyenne), la porosité varie de 15 à 20 %, l'étendue du gisement peut atteindre 15 sections mais n'est en général que d'un quart de section, la saturation en eau atteint en moyenne 30 % et le facteur de récupération moyen est de 12 %.

Historique de l'exploration : Les premières découvertes ont été faites au milieu des années 50 et depuis, la plupart des activités d'exploration ont surtout été réalisées dans la région située près de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan. À ce jour, on a découvert 122 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 177 gisements (tableau 59).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 75 x 10^6 m^3 PEP réparti dans environ 270 gisements (tableau 60). Bien que cette zone pétrolière soit très étendue et qu'un grand nombre de puits d'exploration y aient été forés, l'emplacement des pièges est encore impossible à prédire. Pour augmenter les possibilités de découvertes, il faudra accroître notre compréhension des corrélations latérales et des changements de faciès. Cette zone pétrolière subit aussi les effets de la classification du pétrole lourd dans le sud de l'Alberta. Certains gisements qui auraient probablement dû être inclus dans cette évaluation en ont peut-être été exclus.

TABLEAU 59

ZONE PÉTROLIÈRE DU MANNVILLE SUPÉRIEUR

Intervalle de classe (10^6 m^3)	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
8,0-16,00			
	Garrington Mannville B	9,72	1963
	Medicine River Glauconitic A	9,45	1964
	Taber North Glauconitic A	9,00	1979
4,0-8,0			
	Hussar Glauconitic A	6,98	1957
	Taber North Glauconitic C	4,48	1980
2,0-4,0			
	Provost Mannville L	3,36	1976
	Jumpbush U. Mannville A	2,82	1977
	Berry Upper Mannville C	2,53	1980
	Retlaw Mannville LL	2,48	1979
	Medicine River Glauconitic D	1,99	1963

2 gisements non découverts dans cette classe

- **Total des gisements prévus : 450**
- **Nombre de gisements découverts : 177**

TABLEAU 60

ANALYSE DU VOLUME DES GISEMENTS — ZONE PÉTROLIÈRE DU MANNVILLE SUPÉRIEUR

Intervalle de classe Volume en place (10^6 m^3)	Nombre de gisements	
	Découverts	Non découverts
0,016 - 0,031	1	4
0,031 - 0,063	13	44
0,063 - 0,13	26	62
0,13 - 0,25	49	83
0,25 - 0,50	40	52
0,50 - 1,0	19	16
1,0 - 2,0	19	10
2,0 - 4,0	5	2
4,0 - 8,0	2	0
8,0 - 16,0	3	0
Total	177	273

$\mu = -1,7$; $\sigma^2 = 1,5$; $\beta = 0,4$; $N = 450$

VIKING (SASKATCHEWAN)

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques et structuro-stratigraphiques de la formation de Viking, en Saskatchewan. Cette zone s'étend sur une grande région traversant le centre ouest et le sud-ouest de la Saskatchewan (fig. 83A).

Géologie : La formation de Viking est une unité de l'Albien supérieur surtout composée de grès s'amincissant vers le nord-est, à l'intérieur du groupe de Colorado. Elle atteste d'une sédimentation régressive et elle est en général composée de grès, de conglomérats et de mudstones, de plate-forme et de milieu de proche littoral, disposés en successions de plus en plus grossières vers le haut (Simpson, 1982) (zones pétrolières du groupe A). La répartition détaillée des roches clastiques grossières à l'intérieur de la formation est complexe et entraîne des variations latérales et verticales prononcées de la roche-réservoir (Evans, 1970). Les accumulations se trouvent en général là où les changements de faciès au sein des grès déposés en milieu marin peu profond reposent sur les flancs ou les crêtes de faibles structures.

La superficie des gisements varie de moins d'un quart de section à un canton et demi et l'intervalle productif net varie de 1 à 5 m. La saturation en eau est en moyenne de 40 % et la porosité moyenne est de 23 %. Le facteur de récupération primaire varie de 5 à 15 % et les méthodes secondaires utilisées dans les grands gisements permettent une récupération supplémentaire de 6 à 14 %. Les pétroles contenus dans ces gisements sont des pétroles bruts paraffiniques relativement lourds, à faible teneur en soufre. La roche mère n'a pas été identifiée, mais elle pourrait être composée soit de roches de la formation carbonifère de Bakken, soit de shales du groupe de Colorado sus-jacent.

Historique de l'exploration : Le pétrole de Viking a été découvert dans cette zone à Smiley, en septembre 1953. Les forages réalisés du milieu à la fin des années 50 visaient l'exploitation de sites d'intérêt le long de l'axe Dodsland-Hoosier, où le pétrole est emprisonné dans des pièges structuro-stratigraphiques moulant la bordure sub-affleurante des roches carbonatées carbonifères. On a découvert au total 15 gisements renfermant 135 x 10^6 m^3 PEP (tableau 61).

TABLEAU 61

ZONE PÉTROLIÈRE DE VIKING (SASKATCHEWAN)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Dodsland N	50,69	1957
2	Smiley-Dewar Z	21,47	1953
3	Dodsland U1	12,76	1957
4	Dodsland U2	9,53	1957
5	Avon-Hill Z	8,36	1959
6	Eureka U1	6,80	1954
7	Eureka U2	6,71	1954
18	Plato U	4,24	1967
22	Plato North Z	3,46	1978
25	Eureka N	3,01	1954
28	Whiteside U	2,56	1955

- **Total des découvertes : 15**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 11**
- **Population totale de gisements : 60**

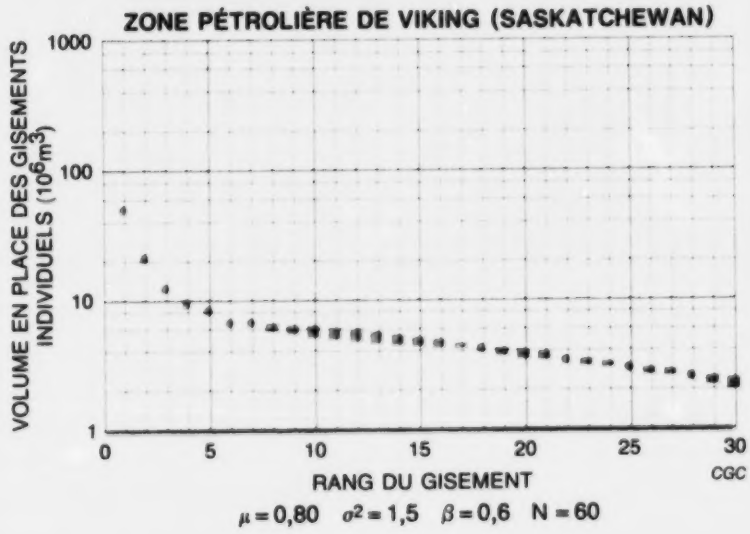


Figure 88

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de la zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 108 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 45 gisements (fig. 88).

VIKING (ALBERTA)

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques des roches-réservoirs gréseuses et conglomératiques de la formation de Viking, en Alberta. Cette zone s'étend sur presque tout le sud et le centre de l'Alberta (fig. 83A).

Géologie : Les sédiments de Viking, déposés au cours d'une phase progradante, constituent un biseau complexe de roches clastiques grossières et diachrones, formées au début de la phase d'inondation de la partie centrale du continent par l'importante mer albienne qui a relié la région boréale au golfe du Mexique. Ces roches sont composées d'une série de sédiments littoraux peu profonds, dont la granulométrie s'accroît vers le haut, contenant localement des sédiments de remplissage d'affouillements ou de chenaux de marée. Ces roches-réservoirs s'amincissent en biseau vers l'est et le nord-est selon une direction amont-pendage (zones pétrolières du groupe A).

Chaque unité dont la granulométrie s'accroît vers le haut est latéralement continue et passe des shales aux grès (recouverts en général de conglomérat). Chaque réservoir passe verticalement et latéralement à des shales jouant le rôle de roches-barrières et peut-être de roches mères. L'intervalle productif net des roches-réservoirs varie de 1 à 12 m et la porosité, de 1 à 25 %; la superficie des gisements peut atteindre un canton, la saturation en eau est en général de 35 % environ et le facteur de récupération moyen, de 10 %. Un pourcentage anormalement élevé de la production provient du faciès conglomératique.

Historique de l'exploration : La zone pétrolière de Viking a été l'une des premières zones d'hydrocarbures découvertes en Alberta (la première découverte de gaz date de 1909). Du pétrole y a été découvert pour la première fois à Joarcam, en 1949. Environ 225 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 137 gisements a été découvert dans cette zone riche et étendue (tableau 62). Cette zone a fait l'objet d'une exploration intensive, mais il est encore possible, par les méthodes modernes de cartographie sismique, de délimiter de nouveaux sites d'intérêt, en particulier dans les sédiments plus épais de remplissage d'affouillements.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 87 x 10^6 m^3 PEP. Le nombre total de gisements a été estimé à 270, dont 133 n'ont pas encore été découverts. Les plus grands gisements non découverts devraient contenir environ 12 x 10^6 m^3 PEP (fig. 89). Les zones d'exploration les plus prometteuses s'étendent sous le champ de Pembina et vers le nord-ouest, où les forages sont plus disséminés.

TABLEAU 62

ZONE PÉTROLIÈRE DE VIKING (ALBERTA)

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Provost Viking CAK	84,30	1946
2	Joarcam Viking	39,40	1949
3	Joffre Viking	14,80	1953
5	Garrington Viking A	10,50	1979
6	Caroline A	9,80	1960
7	Harmattan East E	7,95	1982
9	Gilby A	6,12	1953
10	Judy Creek A	6,00	1969
11	Willesden Green A	4,74	1956
13	Redwater B	4,00	1977
14	Redwater Up-Mid-Lower	3,71	1977
20	Chigwell B	2,60	1962
21	Garrington B	2,54	1980
22	Sylvan Lake A	2,50	1964

- **Total des découvertes : 137**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 14**
- **Population totale de gisements : 270**

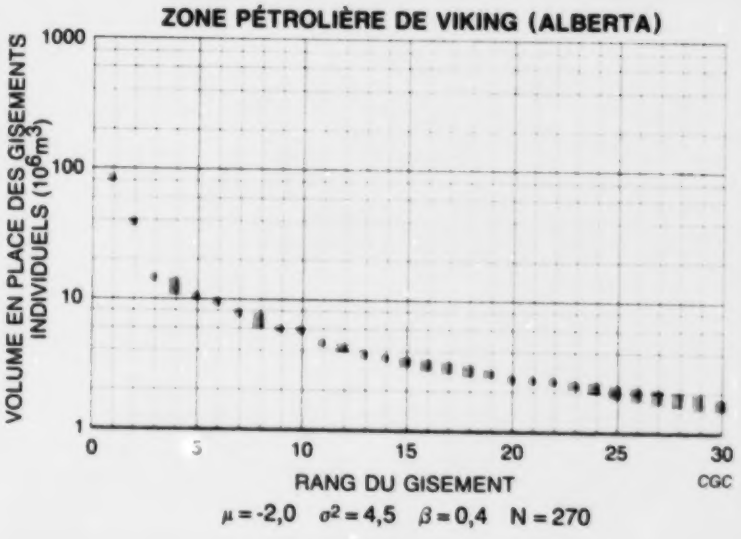


Figure 89

SHALES DE FIRST ET SECOND WHITE SPECKS

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les roches-réservoirs fracturées constituées des shales et des siltstones de First et Second White Specks du Crétacé supérieur, appartenant au groupe de Colorado. La zone qui devrait contenir ces pièges structuro-stratigraphiques s'étend dans une bande étroite et adjacente aux contreforts, entre la frontière internationale et la rivière de la Paix.

Géologie : Les shales de White Specks, du groupe de Colorado se sont déposés au cours des transgressions du Crétacé moyen, lorsque les mers boréales et gulfiennes étaient reliées. Les zones à taches blanches contiennent les restes d'algues calcaires flottantes (coccolites) correspondant aux craies de Greenhorn et de Niobrara. Les séquences mineures à granulométrie croissante vers le haut, passant de shales à siltstones au sein de l'assemblage, ont été très fracturées localement au cours de la fin de la déformation laramienne, créant ainsi la porosité et la perméabilité des roches-réservoirs.

Les découvertes correspondent en général à des gisements à puits unique le long de la bordure de la zone déformée. Dans cette zone, l'intervalle productif net des gisements varie de 3 à 14 m, la porosité, de 4 à 22 % (15 % en moyenne), la saturation en eau, de 10 à 15 % et le facteur de récupération, de 2 à 18 %. Les caractéristiques des roches-réservoirs sont variables et imprévisibles, étant donné qu'elles dépendent de facteurs structuraux.

Historique de l'exploration : La zone pétrolière étant peu connue et les roches-réservoirs étant plutôt difficiles à prévoir et de faible dimension, cette zone ne constitue pas, en général, la principale cible des activités d'exploration. La plupart des gisements ont été découverts par hasard au cours de l'exploration de sites d'intérêt plus profonds. On a découvert environ 7 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 16 gisements (tableau 63).

Potentiel de la zone : Les zones d'exploration prometteuses se situent le long des contreforts et dans un couloir adjacent, de 50 à 100 km de largeur, en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 9 x 10^6 m^3 PEP. Le nombre total de gisements de cette zone pétrolière a été estimé à 50, dont 34 restent à découvrir (fig. 90). Le gisement non découvert le plus important devrait contenir de 1 à 3 x 10^6 m^3 PEP.

TABLEAU 63

ZONE PÉTROLIÈRE DES SHALES DE FIRST ET SECOND WHITE SPECKS

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Pine Creek A	2,86	1973
5	Willesden Green B	0,73	1980
6	Willesden Green D	0,73	1980
9	Sylvan Lake A	0,48	1981
11	Pine North-west A	0,42	1975
12	Pine Creek C	0,38	1981
13	Edson A	0,35	1982
14	Lanaway A	0,33	1977
18	Crossfield B	0,25	1980
21	Crossfield A	0,21	1974
25	Caroline A	0,16	1979
30	Crossfield Jumping Pound A	0,12	1961

- Total des découvertes : 16
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 12
- Population totale de gisements : 50

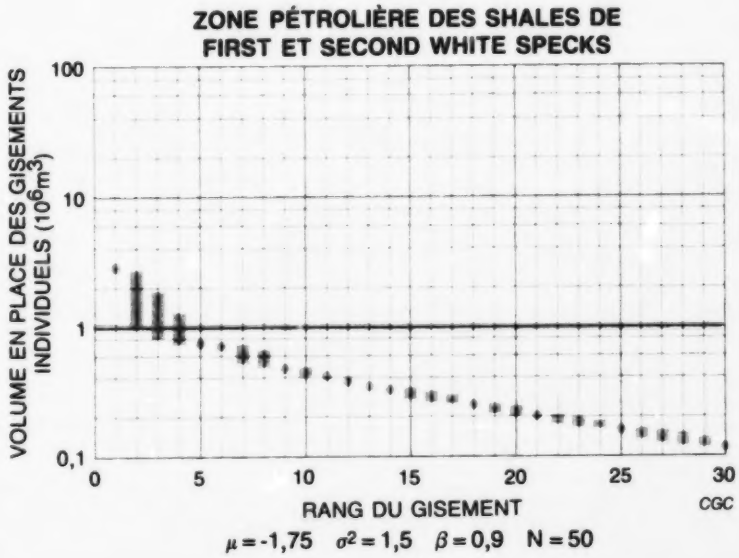


Figure 90

DUNVEGAN - DOE CREEK

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques des roches-réservoirs gréseuses des formations de Dunvegan et Kaskapau. Cette zone s'étend d'une région de sédimentation gréseuse, située au sud de l'arche de Peace River, à la bordure de sédimentation gréseuse, dans le sud et l'est, et est limitée à l'ouest par le piège de gaz de Deep Basin (fig. 83B).

Géologie : Les roches-réservoirs gréseuses se sont déposées dans une série de milieux littoraux et à proximité du littoral, au cours de la sédimentation des formations de Kaskapau et Dunvegan, au Crétacé supérieur. Les sédiments deltaïques composés de cinq cycles de roches clastiques plus grossières vers le haut se sont déversés vers le sud-est, dans la mer de Colorado, en provenance de reliefs situés dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le membre de Doe Creek de la formation de Kaskapau constitue le cycle le plus récent. Les cycles deltaïques sont composés de grès littoral et de proche littoral et de grès de chenaux d'affluent qui s'amincissent vers le bassin en se transformant en shales marins (zones pétrolières du groupe B). Les sédiments deltaïques plus anciens ont progressé plus loin vers le sud et les sédiments ultérieurs ont reculé vers les hautes-terres à mesure que le taux de subsidence dépassait le taux d'accumulation détritique. Du fait de ce recul épisodique, il n'est pas rare de trouver des unités de roches-réservoirs superposées.

Le faciès de roche-réservoir est composé de grès sublithiques à grain fin, bien triés, qui se sont déposés sur le littoral selon des directions linéaires latéralement continues (zones pétrolières du groupe B). Dans cette zone, l'intervalle productif net des gisements varie de 1,5 à 9,1 m (environ 4 m en moyenne), leur porosité varie de 10 à 24 % (15 % en moyenne), incluant une importante porosité secondaire, et leur superficie varie d'un quart de section à huit sections. La saturation moyenne en eau s'élève à environ 35 % et le facteur de récupération moyen est d'environ 10 %.

Historique de l'exploration : La première découverte a eu lieu à Lator en 1957. Les travaux d'exploration se sont accrus après la découverte de Valhalla, en 1978. Environ 26 x 10^6 m^3 PEP a été découvert dans 13 gisements, dans le nord-ouest de l'Alberta (tableau 64).

TABLEAU 64

ZONE PÉTROLIÈRE DE DUNVEGAN-DOE CREEK

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Valhalla I	13,20	1982
3	Waskahigan A	3,69	1967
4	Jayar A	3,45	1979
7	Lator A	1,54	1957
9	Simonette A	1,29	1980
13	Kaybob South B	0,81	1979
17	Waskahigan C	0,52	1981
24	Ante Creek A	0,29	1974
26	Jayar B	0,23	1981
29	Kaybob South A	0,17	1977

- **Total des découvertes : 13**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 10**
- **Population totale de gisements : 50**

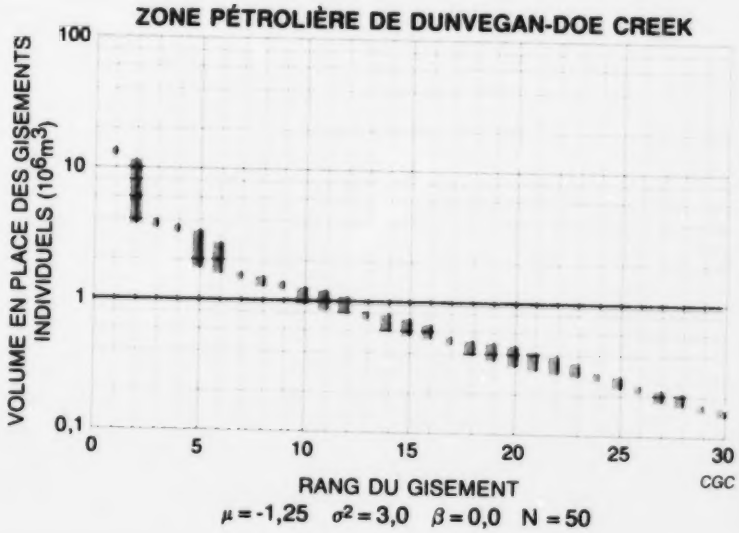


Figure 91

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de la zone donnent une valeur prévisible moyenne de 21 x 10^6 m^3 PEP. On a estimé la population totale de gisements à 50, dont 37 restent à découvrir. On estime que le gisement non découvert le plus important de cette zone contiendrait de 4 à 12 x 10^6 m^3 PEP (fig. 91). Les zones d'exploration prometteuses se trouvent au nord-est et au sud-est de Valhalla, près des limites des cycles de sédimentation clastique. Des découvertes ont été effectuées dans tous les cycles sédimentaires sauf dans le quatrième, et il reste encore à explorer des régions relativement vastes de la zone pétrolière.

ZONE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques des grès et conglomérats formés à l'intérieur de zones marines d'affouillement de la formation de Cardium. La zone pétrolière s'étend de la limite de sédimentation du grès de Cardium à l'est, jusqu'à la zone déformée à l'ouest (fig. 1 et 83C).

Géologie : Des grès et conglomérats moyens à grossiers, déposés en milieu marin peu profond, occupent de larges zones d'affouillement peu profondes (zones pétrolières du groupe A). Les structures d'affouillement, de plusieurs kilomètres de largeur et de plusieurs dizaines de mètres de profondeur, sont orientées perpendiculairement au littoral et sont creusées dans le grès marin typique de la formation de Cardium (fig. 84) ou dans les shales marins de Blackstone sous-jacents. La sédimentation dans les affouillements s'est produite de façon épisodique. On peut s'attendre à trouver des sédiments comblant les structures d'affouillement, n'importe où à l'intérieur de la zone pétrolière.

Les roches-réservoirs sont épaisses comparativement aux couches gréseuses de Cardium. On peut identifier les roches-réservoirs qui sont nettement définies d'après leurs caractéristiques sismiques, ce qui facilite les travaux d'exploration. Il existe généralement plusieurs gisements dans chaque structure d'affouillement. La qualité des roches-réservoirs varie de façon significative, en raison d'importantes variations granulométriques et de l'altération diagénétique. L'intervalle productif net varie de 5 à 15 m, la porosité, de 10 à 15 % (y compris un certain degré de porosité secondaire), la superficie des gisements, d'un quart de section à deux sections, la saturation en eau, de 10 à 30 %, et le facteur moyen de récupération est de 12 %.

Historique de l'exploration : La première découverte a été faite en 1962 dans le champ pétrolier de Cyn-Pem. Toutefois, on n'a identifié que récemment ce type de zone pétrolière (Walker, 1985) et l'exploration basée sur cette nouvelle notion en est encore à un stade relativement peu avancé. Au total, 62 x 10^6 m^3 PEP ont été découverts dans 48 gisements (tableau 65).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 37 x 10^6 m^3 PEP. On a évalué la population totale des gisements à 90, dont 42 restent encore à découvrir. On s'attend à ce que le gisement non découvert le plus important contienne entre 5 et 7 x 10^6 m^3 PEP (fig. 92). Les zones d'exploration prometteuses comprennent la majeure partie du centre ouest de l'Alberta, y compris les régions à l'intérieur et aux alentours des découvertes de la couche de Cardium.

TABLEAU 65

ZONE PÉTROLIÈRE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Ricinus A	14,30	1969
2	Cyn-Pem A	7,14	1962
4	Ricinus L	5,00	1969
5	Ricinus W	4,29	1976
7	Cyn-Pem D	3,65	1981
8	Ricinus V	3,16	1975
11	Ricinus D	2,38	1968
12	Ricinus T	2,26	1974
18	Cyn-Pem E	1,47	1982
21	Ricinus C	1,27	1969
23	Cyn-Pem C	1,18	1963
24	Ricinus H	1,08	1969
25	Carrot Creek F	1,07	1979
27	Ricinus F	0,95	1968
29	Ricinus X	0,87	1975
30	Ricinus S	0,82	1969

- **Total des découvertes : 48**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 16**
- **Population totale de gisements : 90**

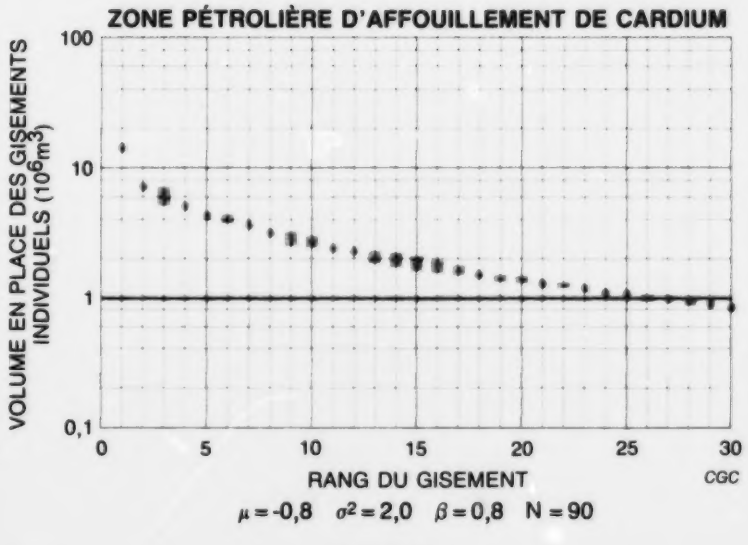


Figure 92

COUCHE DE CARDIUM

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques à l'intérieur de minces couches sableuses et conglomératiques de la formation de Cardium. La zone s'étend de la limite de sédimentation du grès à l'est, à la limite thermométamorphique régionale à l'ouest (fig. 83C).

Géologie : L'ensemble des shales de Colorado représente une phase sédimentaire durant laquelle les mers boréale et gulfienne ont transgressé le bassin et se sont combinées. À l'intérieur de cette succession, les couches clastiques, complexes, diachrones et progradantes de la formation de Cardium sont peut-être le résultat d'épisodes tectoniques ou de fluctuations du niveau de la mer. La formation de Cardium est constituée d'ensembles empilés de grès marins de granulométrie plus grossière vers le haut, déposés en eau peu profonde, qui passent latéralement à des shales équivalents (zones pétrolières du groupe A). En raison d'un basculement régional d'origine tectonique, ces éventuelles roches-réservoirs se situent en aval-pendage de shales qui constituent les roches-barrières latérales et sommitales des pièges.

Chaque réservoir possible est constitué d'une unité sédimentaire, de granulométrie plus grossière vers le haut, qui commence par une transition des shales aux grès et qui est généralement recouverte par une couche conglomératique. Les lits conglomératiques constituent le faciès de roches-réservoirs le plus riche. Les unités sédimentaires sont latéralement continues. L'intervalle productif net est de 1 à 13 m, la porosité se situe entre 5 et 20 %, la superficie des gisements est extrêmement variable, la saturation en eau est généralement comprise entre 15 et 30 % et le facteur moyen de récupération est de 10 %.

Historique de l'exploration : En 1953, la découverte du champ pétrolier de Pembina a été l'une des plus importantes de l'Ouest canadien. Les forages de développement ont montré qu'il s'agissait d'un champ pétrolier géant, le plus vaste du Canada et l'un des plus étendus du monde (superficie de 21 cantons). Avec la découverte de 1487 x 10^6 m^3 PEP réparti dans 128 gisements (tableau 66), dans le centre ouest de l'Alberta, la zone pétrolière en est arrivée à un stade d'exploration poussé. Grâce aux méthodes sismiques modernes, on peut identifier et cartographier les limites amont-pendage des réservoirs de Cardium.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 19 x 10^6 m^3 PEP. On estime la population totale à 200 gisements, dont 72 restent encore à découvrir. Le gisement non découvert le plus important contiendrait entre 2 et 4 x 10^6 m^3 PEP (tableau 67).

TABLEAU 66

ZONE PÉTROLIÈRE DE LA COUCHE DE CARDIUM

Intervalle de classe (10^6 m^3)	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1024,0-2048,0	Pembina Total	1180,00	1953
64,0-128,0	Willesden Green A	117,00	1954
16,0-32,0	Ferrier E	30,80	1965
	Garrington A & B	30,10	1954
	Crossfield A	25,70	1956
	Ferrier GG	20,90	1966
	Ferrier D	18,00	1965
8,0-16,0	Caroline E	8,13	1974
4,0-8,0	Pine Creek H & I	6,10	1974
	Bonnie Glen A	4,13	1955

- Total des gisements prévus : 200
- Nombre de gisements découverts : 128

TABLEAU 67

ANALYSE DU VOLUME DES GISEMENTS — ZONE PÉTROLIÈRE DE LA COUCHE DE CARDIUM

Intervalle de classe Volume en place (10^6 m^3)	Nombre de gisements	
	Découverts	Non découverts
0,008 - 0,016	3	4
0,016 - 0,031	3	3
0,031 - 0,063	11	10
0,063 - 0,13	32	22
0,13 - 0,25	37	21
0,25 - 0,50	13	6
0,50 - 1,0	8	3
1,0 - 2,0	3	1
2,0 - 4,0	8	2
4,0 - 8,0	2	0
8,0 - 16,0	1	0
16,0 - 32,0	5	0
32,0 - 64,0	0	0
64,0 - 128,0	1	0
128,0 - 256,0	0	0
256,0 - 512,0	0	0
512,0 - 1024,0	0	0
1024,0 - 2048,0	1	0
Total	128	72

$\mu = -3,3$; $\sigma^2 = 6,1$; $\beta = 0,6$; $N = 200$

BELLY RIVER FLUVIATILE

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques des grès fluviatiles de la formation de Belly River. La zone pétrolière s'étend de l'axe du littoral à l'est jusqu'à la zone déformée à l'ouest (fig. 83D).

Géologie : Les dépôts molassiques qui représentent la phase initiale de la déformation laramienne se composent d'un biseau de sédiments, principalement non marins, s'amincissant vers l'est. La plupart des unités-réservoirs se sont déposées dans de vastes chenaux fluviatiles ou se présentent sous forme de minces dépôts alluviaux de remplissage de crevasses, à l'intérieur de siltstones et de shales correspondant à des dépôts d'inondation de plaine côtière. Ces grès fluviatiles sont généralement discontinus, inclus dans les shales, et relativement peu importants (zones pétrolières du groupe C). Localement, ces roches-réservoirs sont empilées verticalement. Le shale sus-jacent de Bearpaw constitue une roche-barrière régionale.

Les roches-réservoirs sont composées de grès bien triés, fins à moyens, déposés dans des chenaux linéaires plus fins vers le haut, ou se présentent sous forme de couches d'inondation. Elles passent latéralement et verticalement à des shales non marins. L'intervalle productif net est en moyenne de 5 m, la porosité, de 15 %, la superficie des gisements n'est généralement que d'un quart de section, la saturation en eau est en moyenne de 40 % et le facteur moyen de récupération est approximativement de 8 %.

Historique de l'exploration : La première découverte a été réalisée en 1956 à Willesden Green. On a découvert approximativement 22 x 10^6 m^3 PEP dans 34 gisements (tableau 68).

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 26 x 10^6 m^3 PEP. On a estimé la population totale à 100 gisements, dont 66 restent à découvrir. L'analyse, basée sur les découvertes de gisements déjà réalisées, semble indiquer que le gisement le plus vaste de cette population reste encore à découvrir. On prévoit que la dimension de ce gisement (fig. 93) se situerait entre 4 et 14 x 10^6 m^3 PEP.

TABLEAU 68

ZONE PÉTROLIÈRE FLUVIATILE DE BELLY RIVER

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
2	Ferrier A	4,13	1967
3	Davey B	2,50	1978
4	Tindastoll A	2,19	1980
5	Willesden Green B	1,91	1956
6	Peco A	1,61	1964
9	Willesden Green A	1,22	1961
13	Ferrier E	0,94	1980
25	Minnehik-Buck Lake F	0,54	1982
26	Ferrier B	0,52	1967
27	Gilby C	0,49	1979
28	Tindastoll B	0,48	1981

- **Total des découvertes : 34**
- **Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 11**
- **Population totale de gisements : 100**

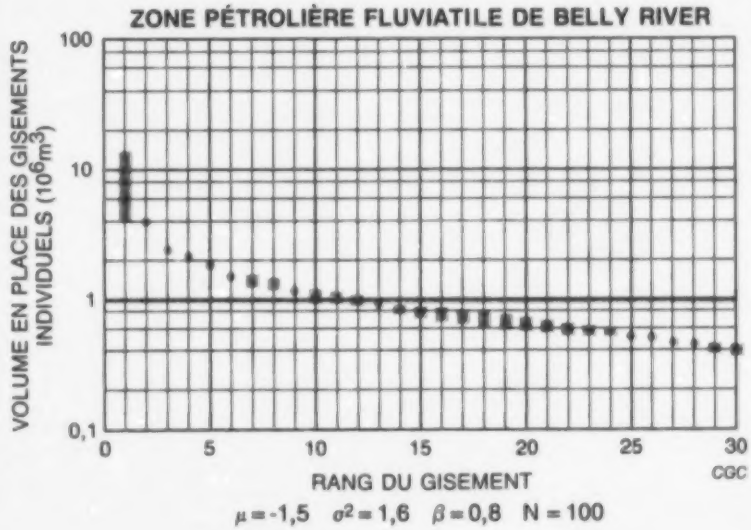


Figure 93

BELLY RIVER LITTORAL

Définition de la zone : Cette zone pétrolière a été définie de façon à inclure tous les gisements et sites d'intérêt dans les pièges stratigraphiques des roches-réservoirs gréseuses correspondant à la ligne de rivage de Belly River. La zone pétrolière s'étend de la limite de sédimentation du grès à l'est, jusqu'à la zone déformée à l'ouest (fig. 83D).

Géologie : Le dépôt de sédiments molassiques principalement non marins associés à la phase initiale de déformation laramienne a produit des sédiments diachrones sur une ligne de rivage progradante, alignée selon des zones linéaires et continues passant du côté du bassin (maintenant en amont-pendage) à des shales marins (zones pétrolières du groupe B). Dans ces sédiments, sont représentés quelques milieux d'estuaires et d'effluents.

En général, le faciès de roches-réservoirs est caractérisé par la présence de grès bien triés, finement à moyennement grenus, déposés selon des séquences littorales de granulométrie plus grossière vers le haut qui passent latéralement et verticalement à des shales marins. Dans cette zone, les gisements présentent un intervalle productif net moyen de 5 m et une porosité moyenne de 19 %; leur superficie est comprise entre une demi-section à quatre sections, la saturation en eau est en moyenne de 50 % et les facteurs de récupération, en moyenne de 10 %.

Historique de l'exploration : Tous les gisements découverts se situent à l'intérieur de la région de Pembina-Keystone, dans le centre de l'Alberta, où l'on a réalisé la première découverte en 1954. Les activités d'exploration ont été concentrées dans la région de Keystone où l'on a découvert 37 gisements (tableau 69). Dans cette zone pétrolière peu profonde, on a approximativement découvert 97 x 10^6 m^3 PEP.

Potentiel de la zone : Les estimations des ressources non découvertes de cette zone pétrolière donnent une valeur prévisible moyenne de 54 x 10^6 m^3 PEP. On a estimé la population totale à 90 gisements dont 53 restent à découvrir. On prévoit que le gisement non découvert le plus important (fig. 94) renfermerait environ de 4,5 à 7 x 10^6 m^3 PEP. Les zones d'exploration prometteuses se situent au nord-ouest et au sud-est du champ de Keystone, le long de la direction établie et d'éventuelles directions de lignes de rivage supplémentaires au sud-ouest de la direction établie.

TABLEAU 69

ZONE PÉTROLIÈRE LITTORALE DE BELLY RIVER

Rang	Gisement	Volume en place (10^6 m^3)	Année de découverte
1	Pembina Keystone B	28,60	1958
2	Pembina Keystone C	10,30	1959
3	Pembina I	9,60	1954
4	Pembina Keystone U	8,80	1964
5	Pembina Keystone X	7,60	1965
6	Pembina Keystone M	7,00	1962
9	Pembina Keystone L	4,10	1962
10	Pembina Keystone FFF and G	3,70	1978
15	Pembina AA	2,50	1965
23	Pembina DDD	1,56	1978
25	Pembina J	1,42	1958
28	Pembina II	1,22	1967
29	Pembina TTT	1,15	1981

- Total des découvertes : 37
- Découvertes dans les 30 gisements les plus importants : 13
- Population totale de gisements : 90

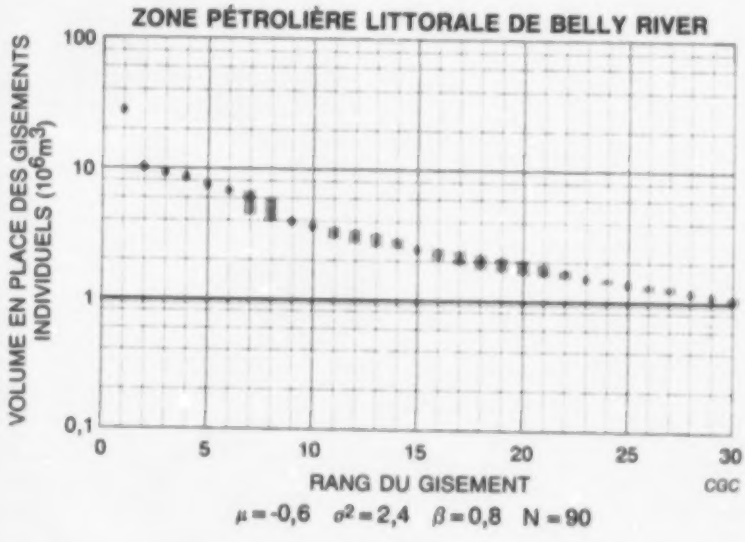
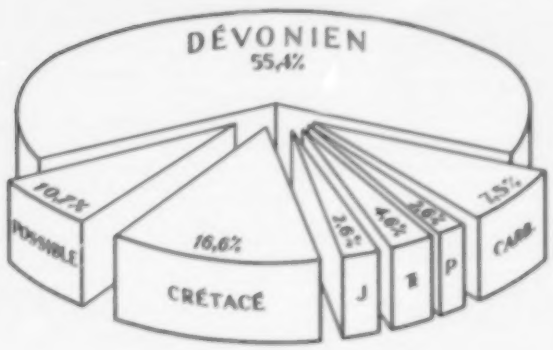


Figure 94

RÉSULTATS ET CONCLUSIONS

Les ressources en pétrole conventionnel léger et moyen associées aux 78 zones pétrolières prouvées et aux 49 zones possibles ont été analysées en employant des méthodes convenant à la nature des répertoires de données établis pour chaque zone pétrolière. On a disposé de suffisamment de données en ce qui a trait à 57 des 78 zones pétrolières prouvées pour employer la méthode du processus de découverte, mais on a évalué 21 des zones prouvées et la totalité des zones possibles en employant des méthodes subjectives. Les tableaux des figures 96 à 99 présentent les ressources découvertes (réserves) de même temps que les estimations de la composante non découverte des ressources (potentiel). Dans ces figures, apparaissent le volume total de pétrole en place (PEP) et la composante récupérable des réserves et du potentiel (valeur médiane) de chaque zone classée selon des critères stratigraphiques. La figure 95 présente une liste du potentiel récupérable estimé en fonction de chaque système géologique. Cette figure illustre la répartition très inégale du potentiel; plus de la moitié se trouverait dans des roches réservoirs dévoniennes. Les roches crétacées contiennent la seconde composante la plus importante (17 % du total), tandis que les autres systèmes contiennent moins de 10 % chacun. Dans la section suivante, on présente un exposé récapitulatif des réserves et du potentiel, ainsi que quelques indications sur les perspectives d'exploration de chacune des zones, regroupées par système géologique.

POTENTIEL PÉTROLIER DE L'OUEST CANADIEN
Proportion récupérable médiane (x $10^6 m^3$)



CRÉTACÉ	**95**
JURASSIQUE	**15**
TRIAS	**26**
PERMIEN	**15**
CARBONIFÈRE	**43**
DÉVONIEN	**315**
ZONES POSSIBLES	**61**
TOTAL	**570**

Figure 95

Dévonien : Les roches dévoniennes contiennent approximativement 55 % du potentiel récupérable (figure 95) et 40 % du potentiel en place de l'Ouest canadien, réparti selon approximativement 1300 gisements, dans 28 zones prouvées. Par ailleurs, une grande partie du potentiel total du bassin attribué aux zones théoriques (10,7 %) se trouve dans des roches d'âge dévonien. Les gisements pétroliers prévus dont la capacité doit dépasser 1 x 10^6 m^3 PEP représentent 15 % de la population de gisements non découverts, mais 25 % du potentiel dévonien. L'ensemble du potentiel est dispersé dans un grand nombre de gisements relativement petits. Les gisements individuels non découverts les plus grands, caractérisés par une capacité de 10 à 20 x 10^6 m^3 PEP, devraient se trouver dans les zones pétrolières de la plate-forme de Nisku, et celles de Leduc (Rimbey-Meadowbrook), Leduc (Deep Basin), Beaverhill Lake et les zones clastiques du Dévonien moyen. Les zones pétrolières dont le potentiel récupérable dépasserait 25 x 10^6 m^3 sont la zone de Keg River, la zone clastique du Dévonien moyen ainsi que les zones de la plate-forme de Nisku, de Leduc (Rimbey-Meadowbrook), de Leduc (Deep Basin), et de Beaverhill Lake (figure 96). On s'attend à ce que ces zones relativement bien explorées contribuent à accroître significativement la quantité de réserves d'hydrocarbures dans un avenir proche. Déjà, elles représentent un vaste pourcentage des réserves prouvées de l'Ouest canadien. Leur richesse en pétrole, ainsi que l'éventail de nouvelles perspectives d'exploration, font de ces zones des cibles d'exploration particulièrement intéressantes. Dans tous les cas, la meilleure définition de la sismique, et cela dans un cadre tridimensionnel, le perfectionnement des techniques sismiques d'investigation stratigraphique, la plus grande densité des puits et enfin, le perfectionnement des modèles sédimentologiques sont des éléments qui contribuent tous à améliorer les processus d'exploration et probablement à accroître la quantité des réserves. Certaines zones ou certains types de pièges que l'on a pu négliger par le passé, comme les pièges purement stratigraphiques de la plate-forme de Nisku, à grande distance des récifs sous-jacents de Leduc, pourraient devenir un jour d'importantes cibles d'exploration.

Par ailleurs, on prévoit que plusieurs zones auraient un potentiel récupérable total de moins de 5 x 10^6 m^3 (zones de Wabamun (limite d'erosion), Nisku (West Pembina), Wabamun (Peace River), Leduc (Peace River), Slave Point (Golden), Slave Point (Sawn), Bistcho et la plupart des zones peu explorées), qui n'accroîtrait pas significativement la quantité de réserves. Typiquement, ces zones comportent de petites populations de gisements prévus et leur estimation présente donc un plus grand degré d'incertitude. Il n'est pas certain que

le plus vaste gisement de la zone ait été découvert. Bien que le potentiel prévu de ces zones soit considéré comme plus faible, les sites d'intérêt présents dans chacune d'elles peuvent encore constituer des cibles d'exploration profitables.

L'incertitude caractérisant les estimations est maximale dans le cas des zones peu explorées du bassin de Williston, où le médiocre contrôle des puits et l'absence d'un vaste échantillonnage des populations possibles de gisements, rendent toute évaluation difficile. Toute importante découverte réalisée dans ce secteur pourrait influencer de façon significative les estimations du potentiel d'une zone pétrolière, ou obliger à redéfinir la zone, ce qui pourrait invalider l'estimation actuelle.

En général, on prévoit trouver la plus grande partie du potentiel dévonien dans les mêmes zones bien explorées qui contribuent le plus aux réserves de l'Ouest canadien. D'autres zones pétrolières du Dévonien, même si elles contiennent un grand nombre de gisements, et quelques gisements importants, ne contribuent pourtant pas à accroître l'estimation totale du potentiel.

On a défini les zones possibles du Dévonien, en fonction de zones analogues aux zones prouvées, présentes dans des roches sédimentaires de caractère similaire ou contenant des pièges de configuration similaire. On s'attend à ce que les roches dévoniennes contribuent le plus à accroître les réserves de zones possibles. En particulier, de vastes régions du secteur du bassin de secteur Williston et la section du Dévonien moyen du secteur du centre de l'Alberta n'ont pas encore fait l'objet d'une exploration intensive, bien qu'elles possèdent des caractéristiques semblables à celles de régions productives du bassin de l'Alberta.

Carbonifère et Permien : Les roches carbonifères et permiennes contiennent 10 % du potentiel récupérable (figure 95) et 12 % du potentiel en place de l'Ouest canadien, réparti selon 400 gisements environ, dans 17 zones prouvées. Les gisements estimés de dimension supérieure à 1 x 10^6 m^3 PEP, constituent 14 % de la population de gisements non découverts et représentent 30 % du potentiel carbonifère et permien. Les plus vastes gisements non découverts, de l'ordre de 10 à 20 x 10^6 m^3 PEP, devraient se trouver dans les zones imprécises de Desan et Turner Valley. Les estimations en question sont très incertaines. Seules trois zones, celles de la limite d'érosion de Belloy, de Midale et de Frobisher-Alida devraient avoir un potentiel récupérable supérieur à 5 x 10^6 m^3 (figure 97). Parmi ces zones, celle de la limite d'érosion de Belloy est peu explorée et présente le plus grand degré d'incertitude du point de vue des estimations du potentiel.

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU DÉVONIEN
($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Réserves		Potentiel médian	
	PEP	Récupérables initiales	PEP	Récupérable
Beaverhill Lake	967	406,1	60	25,1
Leduc (Rimbey-Meadowbrook)	576	351,4	49	29,7
Keg River	340	137,4	151	61,9
Gilwood-Mitsue	238	97,6	-	-
Nisku (plate-forme)	210	119,4	68	37,3
Leduc (Bashaw)	97	54,3	24	14,5
Leduc (Deep Basin)	90	54,2	42	25,8
Nisku (West Pembina)	82	32,8	9	3,6
Roches clastiques du Dévonien moyen	80	32,8	81	33,3
Slave Point (Sawn)	49	6,7	23	4,6
Zama	23,2	3,6	33	5,7
Leduc-Nisku (Sud de l'Alberta)	20	6,2	25	7,7
Wabamun (Peace River)	16	3,1	15	2,5
Slave Point (Golden)	14	5,8	8	2,7
Nisku (Meekwap)	12	5,1	25	9,9
Keg River (Senex)	10	2,9	33	6,6
Wabamun (Crossfield)	6,6	0,6	3	0,3
Bistcho	5,5	0,8	11	1,6
Muskeg	5	0,6	32	6,4
Wabamun (limite d'érosion)	5	0,8	6	0,9
Sask.-Manitoba (structural)	2,7	0,5	30	5,1
Leduc (Peace River)	1,9	0,3	2	0,4
Bassin de Youngstown	1,9	0,7	15	5,3
Blueridge (plate-forme)	1,1	0,2	5	1,0
Pinsement moulant de Slave Point	0,4	0,04	1	0,1
Winnipegosis	-	-	40	14,0
Sud de l'Alberta (structural)	-	-	30	6,0
Alberta-Sask.(limite d'érosion)	-	-	12	3,0
DÉVONIEN	2854	1324	833	315

Figure 96

On considère comme très bien explorées plusieurs zones pétrolières (Souris Valley-Tilston, Lodgepole, Midale, Frobisher-Alida, Elkton et Pekisko). Bien que chaque zone ait une vaste population de gisements, la plupart d'entre eux ont déjà été découverts et les secteurs non encore explorés sont en nombre limité. Par conséquent, on s'attend à ce que le potentiel restant soit de peu d'importance. Les zones pétrolières structurale et stratigraphique de Ratcliffe et celles de Desan, Belloy (Peace River), Banff (sud de l'Alberta), Banff (centre de l'Alberta) et du Carbonifère (Arche de Sweetgrass) sont activement explorées; cependant, le nombre de découvertes et leurs dimensions sont relativement faibles. On ne s'attend pas à ce que ces zones contribuent significativement aux réserves de l'Ouest canadien. Les zones de Turner Valley et la structure de Debolt sont chacune constituées d'un seul champ pétrolier dans une région surtout enrichie en gaz. Il pourrait s'agir de zones comportant un seul champ, sans ressources non découvertes, ou de zones à champs multiples, avec des ressources non

découvertes considérables. On ne peut réduire le degré élevé d'incertitude caractérisant les deux zones avant d'avoir procédé à une analyse plus détaillée.

On s'attend à ce que les futures découvertes le long des zones bien explorées de la limite d'érosion de la plate-forme de l'Alberta et du bassin de Williston soient peu importantes. Les zones possibles présentes, soit dans des pièges structuraux, soit dans des pièges stratigraphiques éloignés des discordances pourraient effectivement avoir un potentiel plus élevé que celui des zones pétrolières prouvées.

Trias et Jurassique : Les roches triasiques et jurassiques contiennent approximativement 7 % (figure 95) des ressources non découvertes récupérables et 9 % du potentiel en place de l'Ouest canadien répartis selon approximativement 500 gisements, dans 18 zones pétrolières. Les gisements estimés de capacité supérieure à 1×10^6 m^3 PEP, représentent 10 % de la population de gisements non découverts mais 22 % du potentiel triasique et jurassique. Les zones pétrolières de Montney et Gilby-Medicine River devraient contenir les plus vastes gisements non découverts (valeurs moyennes de 18 et 5×10^6 m^3 PEP respectivement). Les zones pétrolières de Gilby-Medicine River, Boundary Lake, Montney et la zone stratigraphique de Halfway sont parvenues à un stade intensif d'exploration. On prévoit qu'elles auront toutes un potentiel récupérable supérieur à 5×10^6 m^3, et qu'elles contiendront collectivement la majeure partie du potentiel triasique et jurassique (figure 98). Toutes les autres zones triasiques et jurassiques ont un potentiel limité; les ressources étant dispersées dans un grand nombre de petits gisements.

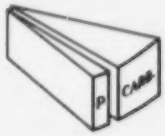
Dans le bassin de Williston, les zones de Roseray-Success et Shaunavon sont très bien explorées. Elles contiennent des réserves importantes mais peu de ressources non découvertes. D'autres zones de faible potentiel sont peu explorées ou en expansion et les estimations de leur potentiel présentent un plus grand degré d'incertitude que celles des zones bien explorées.

Les ressources non découvertes totales représentent 21 % des ressources récupérables totales triasiques et jurassiques. Cette estimation des ressources non découvertes est faible comparativement à celle des autres systèmes, surtout en raison de la répartition limitée des roches triasiques et jurassiques de l'Ouest canadien. Peut-être faudrait-il réévaluer ces estimations à la hausse, étant donné que la plupart des roches se situent actuellement dans l'enclave de génération du pétrole, et que de vastes secteurs sont sous-explorés. Du point de vue de leur richesse (volume de pétrole comparativement au volume de roche), les roches triasiques surpassent nettement celles de tout autre système de l'Ouest canadien. Dans de nombreuses zones pétrolières, la rareté des puits et l'impossibilité de délimiter les sites d'intérêt par méthodes sismiques ont entravé l'exploration. Les progrès de la technologie et des concepts d'exploration, qui se reflètent dans les récents succès de forages, devraient, dans l'avenir immédiat, accroître les réserves.

Les ajouts aux réserves peuvent nettement dépasser les chiffres du potentiel moyen, mais se situent encore dans les limites des estimations de faible niveau de probabilité du potentiel des roches triasiques et jurassiques. En raison de la répartition limitée de ces roches, on exclut la possibilité qu'elles renferment de vastes zones pétrolières.

Crétacé : Les roches crétacées contiennent approximativement 17 % du potentiel récupérable (figure 95) et 28 % du potentiel en place de l'Ouest canadien, réparti selon approximativement 1200 gisements appartenant à 13 zones. Les gisements prévus, d'une capacité supérieure à 1×10^6 m^3 PEP, représentent 12 % de la population des gisements non découverts mais 30 % du potentiel des roches crétacées. On s'attend, dans la plupart des zones pétrolières à ce que le plus vaste gisement non découvert renferme de 5 à

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU CARBONIFÈRE ET DU PERMIEN
(10^6m^3)



Zone pétrolière	Réserves		Potentiel médian	
	PEP	Récupérables initiales	PEP	Récupérable
Midale	450	162	26	9,4
Frobisher-Alida	253	60,7	14	5,0
Limite de Pekisko	210	27,3	10	1,3
Turner Valley	159,4	22,3	30	4,2
Limite d'Elkton	110	30,8	15	4,1
Lodgepole	56	8,8	4	0,6
Souris Valley-Tilston	41	6,9	6	0,8
Limite de Banff (C. de l'Alberta)	37	6,1	13	2,6
Ratcliffe stratigraphique	34	6,8	14	2,8
Ratcliffe structural	16	3,2	17	3,4
Debolt structural	10,5	2,5	10,0	2,4
Desan	10,4	0,8	34	2,8
Carbonifère (Arche de Sweetgrass)	5	0,5	12	1,2
Bakken	2,6	0,4	5	2,0
Limite de Banff (S. de l'Alberta)	0,9	0,1	1	0,1
Debolt (Peace River)	0,3	0,1	2,5	0,2
Kiskatinaw	0,2	0,1	4,0	0,4
CARBONIFÈRE	1396	339	218	43
Belloy (Peace River)	40	11,1	11	3,1
Belloy (limite d'érosion)	10,3	3,8	32	11,9
PERMIEN	50	15	43	15

Figure 97

15 x 10^6 m^3 PEP, et que le potentiel récupérable total soit supérieur à 5 x 10^6 m^3 (figure 99). Seules les zones de la couche de Cardium, de Dunvegan, de First et Second White Specks, d'Ostracod et de Swift, sont considérées comme des zones de faible potentiel. De ces zones, on considère que seule la zone de la couche de Cardium qui, à Pembina, contient le plus vaste gisement de l'Ouest canadien, en est arrivée à un stade d'exploration poussé. Cette zone a fait l'objet d'un grand nombre de forages et occupe une surface restreinte par rapport aux autres zones crétacées. Les autres zones de faible potentiel en sont encore à un stade d'exploration préliminaire ou intermédiaire et, par conséquent, les estimations du potentiel sont caractérisées par un plus grand degré d'incertitude.

La plupart des zones pétrolières du Crétacé sont parvenues à un stade d'exploration relativement avancé. Dans plusieurs cas, on considère les estimations du potentiel comme faibles, pour toutes sortes de raisons. Dans les deux zones de Belly River, il est difficile d'estimer les ressources en raison d'une évaluation insuffisante de cette formation lors du forage de puits la traversant (diagraphies géophysiques incomplètes, nombre insuffisant d'essais ou d'échantillonnages). À l'avenir, l'exploration de ces zones peu profondes de l'Alberta permettra peut-être de découvrir des réserves dépassant le potentiel moyen indiqué. La zone d'affouillement de Cardium est une zone en expansion rapide où l'on emploie des techniques sismiques modernes pour délimiter les sites d'intérêt. En incorporant à l'évaluation un nouveau répertoire de données (obtenu depuis 1983), on peut aussi augmenter les estimations du potentiel par rapport aux chiffres déjà cités (figure 99).

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU TRIAS ET DU JURASSIQUE
($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Réserves		Potentiel médian	
	PEP	Récupérables initiales	PEP	Récupérable
Boundary Lake	108	29,3	25	6,8
Montney	44,4	7,5	34	5,8
Peejay-Milligan	44	14,1	5	1,6
Halfway stratigraphique	24	6,8	22	6,2
Inga structural	21	3,2	8	1,2
Grès de Charlie Lake	7	1,2	6	1,0
Plissement moulant de Halfway	6,6	1,3	4	0,8
Charlie Lake algaire	2,6	0,4	4	0,5
Doig structural	2,3	0,2	2	0,1
Worsley-Tangent	1,25	0,4	2	0,8
Sous-affleurement de Baldonnel-Charlie Lake	0,9	0,1	15	1,5
TRIAS	262	65	127	26
Shaunavon	148	35,7	6	1,4
Roseray-Success	141,9	42,6	8	2,4
Gilby-Medicine River	49	12,3	30	7,5
Waskada	26	2,1	10	1,0
Sawtooth	5,2	1,1	8	1,7
Nordegg	3,2	0,2	7	0,5
Rock Creek	2,7	0,4	4	0,7
JURASSIQUE	376	94	73	15

Figure 98

Les zones d'Ostracod et de Cantuar sont actuellement en expansion. Elles occupent de vastes étendues et contiennent divers types de réservoirs dont le caractère est lié au milieu sédimentaire. Il s'agit de zones composites qui, si elles étaient davantage subdivisées, contribueraient probablement à augmenter le potentiel total. Les niveaux inférieur et supérieur du Mannville sont aussi de vastes zones composites qui ont probablement été sous-estimées du point de vue de leur potentiel total.

Du point de vue de l'évaluation du groupe de Mannville, trois problèmes d'importance, outre ceux déjà commentés, sont la répartition irrégulière du gaz dans le bassin de l'Alberta, l'omission des réserves de pétrole lourd dans cette évaluation, alors qu'il fait logiquement partie de la zone contenant des pétroles légers et moyens, et la définition complexe de la stratigraphie, en particulier dans le Mannville inférieur. Il est difficile, à l'intérieur d'un site d'intérêt donné, de prévoir le type d'hydrocarbures (gaz ou pétrole conventionnel) en amont-pendage du piège gazifère de Deep Basin et en aval-pendage de la zone des pétroles lourds et des sables bitumineux puisque les gisements de gaz et de pétrole sont répartis irrégulièrement dans tout le bassin. Cette étude n'aborde pas les conséquences statistiques de l'exclusion des pétroles lourds. Sans aucun doute, certains gisements devraient être inclus dans les diverses zones pétrolières du Mannville. Le problème de la définition stratigraphique des sédiments du Mannville inférieur se présente dans des régions où plusieurs épisodes d'érosion et de sédimentation sont superposés. Il est difficile, sans un examen extrêmement détaillé, de séparer les unes des autres les roches-réservoirs gréseuses d'âge jurassique et crétacé. Ainsi, plusieurs gisements placés dans le groupe de Mannville pourraient être d'âge jurassique, et vice-versa.

Potentiel total : Dans la moitié droite de la figure 100, on indique le potentiel estimé en pétrole récupérable des zones prouvées et des zones possibles, sous forme de distribution de fréquences. La distribution est caractérisée par une valeur médiane égale à 570 x 10^6 m^3 de pétrole récupérable mais elle se situe entre une valeur de forte probabilité égale à 460 et

une estimation purement spéculative dépassant 770 x 10^6 m^3. Cette distribution est la somme d'une distribution représentant les zones prouvées, caractérisées par une valeur médiane de 509 x 10^6 m^3, une étroite gamme d'incertitude, et une distribution représentant les zones possibles, caractérisées par une valeur moyenne de 61 x 10^6 m^3, une moyenne arithmétique de 104 x 10^6 m^3 et des valeurs spéculatives dépassant 300 x 10^6 m^3. Cette dernière distribution reflète la grande incertitude et les risques élevés associés aux zones possibles, qui jusqu'à présent n'ont pas été explorées et dans lesquelles on n'a pu prouver la présence de gisements de pétrole. Lorsqu'à l'avenir on réévaluera les zones possibles, les estimations des zones pétrolières individuelles changeront radicalement; certaines tomberont à une valeur nulle, d'autres atteindront des valeurs élevées à l'extrémité de la distribution. La gamme relativement étroite des valeurs associées à la distribution, dans le cas des zones prouvées, résulte partiellement des méthodes utilisées. La "méthode de mise en correspondance" qui fait partie du modèle du processus de découverte, réduit subjectivement la marge d'incertitude de l'analyse, en acceptant certaines conditions dans lesquelles l'analyse est valide. D'autres options étaient toutefois possibles.

À titre de comparaison, on a aussi inclus dans la figure 100 un tableau du potentiel récupérable total estimé comparativement aux réserves prouvées restantes (684 x 10^6 m^3 en janvier 1984). Le total des réserves prouvées initiales, qui représente environ 2360 x 10^6 m^3, se présente dans environ 3300 gisements distincts. Par contre, on prévoit que le potentiel médian estimé, qui représente 570 x 10^6 m^3, sera réparti dans plus de 4000 gisements. Comme on prévoit qu'à l'avenir il sera plus difficile de localiser les gisements (moindre taux de succès des forages de reconnaissance), on estime qu'il faudra creuser autant de puits d'exploration pour localiser le 20 % de ces ressources de pétrole non découvertes, que pour découvrir le 80 % découvert jusqu'à maintenant.

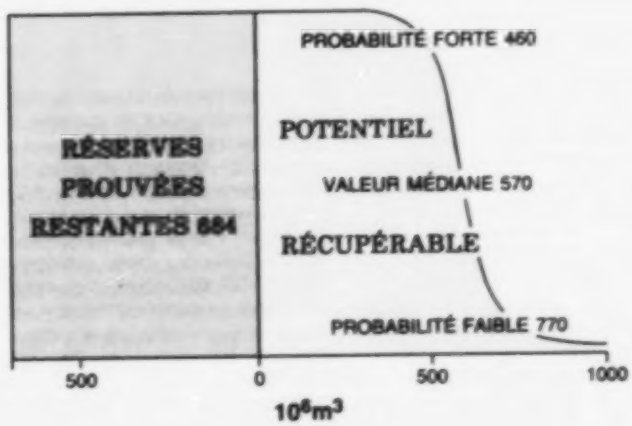
Cette étude permet de supposer qu'il sera légèrement plus difficile de localiser les gisements non découverts que ceux déjà déterminés. La raison en est que la plupart des gisements seront petits, que beaucoup se trouveront dans des zones stratigraphiques à définition géophysique insuffisante et que la plupart nécessiteront des forages plus profonds que la moyenne. On s'attend aussi à ce que la qualité des découvertes soit de plus en plus médiocre, étant donné

RESSOURCES PÉTROLIÈRES DU CRÉTACÉ
($10^6 m^3$)

Zone pétrolière	Réserves		Potentiel médian	
	PEP	Récupérables initiales	PEP	Récupérable
Couche de Cardium	1487	288,5	19	3,6
Viking (Alberta)	225	43,5	87	16,5
Mannville inférieur	193	29,1	75	11,3
Viking (Saskatchewan)	135	18,8	108	15,1
Mannville supérieur	122	18,4	75	11,3
Belly River littoral	97	19,9	54	11,3
Affouillement de Cardium	62	12,0	37	7,0
Cantuar	51	7,5	46	6,9
Dunvegan-Doe Creek	26	2,3	21	1,9
Belly River fluviatile	22	4,5	26	5,5
Ostracod	12	1,8	8	1,2
Shales de 1st & 2nd White Specks	7	0,7	9	0,9
Swift	-	-	15	2,3
CRÉTACÉ	2439	447	580	95

Figure 99

RESSOURCES EN PÉTROLE CONVENTIONNEL DE L'OUEST CANADIEN
(léger et moyen)



CGC

Figure 100

que les gisements de petite dimension seront sans doute associés à des roches-réservoirs à caractère marginal. De ce fait, la productivité moyenne des puits pourrait être légèrement plus basse.

Toutes les méthodes employées pour estimer l'abondance des ressources futures représentent des efforts pour obtenir une valeur approximative que l'on ne pourra déterminer avec plus de confiance, que lorsque les ressources auront été presque épuisées. Toutes les méthodes présentent des points forts et des points faibles ainsi que des limitations qui tendent à biaiser les résultats. Dans la présente étude, une source d'erreur possible est que la base de données sur les valeurs des réserves provinciales est reconnue comme précise, fiable et actuelle. Il est clair que l'on pourrait exprimer certaines valeurs sous forme d'intervalle plutôt que comme une valeur unique, et que les variables telles que le facteur de récupération pourraient varier avec le temps à mesure que changent les prix, les coûts et la technologie. En raison de l'ampleur de la base de données et de la disponibilité réduite des compétences géologiques et géophysiques, on a dû faire appel à une méthode statistique offrant une possibilité limitée (mais importante) de comparaison des résultats aux connaissances géologiques. Parfois, il a été nécessaire de regrouper provisoirement certaines zones en une seule mégazone, même si ce procédé risque d'entraîner des erreurs. Pour compenser autant que possible tout biais pouvant résulter des limitations des méthodes, on a choisi aussi souvent que possible une option prudente. Une exception a été l'application aux gisements non découverts des facteurs de récupération existants. Toutefois, même dans ce cas, le déclin prévu de la qualité de ces gisements pourrait être compensé par l'emploi de meilleures méthodes ou par une meilleure rentabilité économique à l'avenir. En fin de compte, on s'attend à ce que toutes les limitations résultant des procédés et méthodes d'analyse aient généré des résultats prudents, plutôt qu'optimistes.

PARTIE II : ANALYSE ÉCONOMIQUE

INTRODUCTION

La partie I était une évaluation du potentiel en pétrole conventionnel léger et moyen de l'Ouest canadien. À un niveau de probabilité médian, on estime qu'il reste encore à découvrir dans l'Ouest canadien au moins 570 x 10^6 m^3 de pétrole de densité légère et moyenne. Cette ressource est répartie selon deux types de zone pétrolière - prouvée et possible. Les zones prouvées sont celles où il y a eu des découvertes et des travaux de mise en valeur, tandis que les zones possibles sont celles qui n'ont pas encore été exploitées et qui, dans bien des cas, n'ont pas encore fait l'objet de forages d'exploration. Dans la partie II, l'étude se limite à l'analyse des zones pétrolières prouvées. Sur les 78 zones pétrolières prouvées, 16 n'ont pas été suffisamment explorées pour permettre une analyse économique. Eu égard à ces 16 zones relativement peu explorées, dont le potentiel médian représente 11,5 % des 509 x 10^6 m^3 attribués aux zones prouvées, nous supposons qu'elles sont viables seulement si les prix à la tête de puits sont plus élevés que les prix considérés ici.

La présente étude a pour objet d'estimer la partie des ressources non découvertes dont on prévoit à long terme qu'elle permettra au moins de franchir le seuil de viabilité. La viabilité est mesurée de deux points de vue. La viabilité commerciale est définie comme le profit d'exploration et d'exploitation en comptant les redevances et les impôts nets (représentant le fardeau fiscal net); il s'agit donc d'un critère qui s'applique au secteur privé. La viabilité économique est définie comme le profit d'exploration et d'exploitation sans compter le fardeau fiscal net; il s'agit, dans ce cas, d'un critère qui s'applique au secteur public.

Selon la méthode utilisée dans le rapport, il a fallu estimer la taille à partir de laquelle les gisements sont rentables sur le plan commercial et économique. Le gisement marginal est défini comme le plus petit gisement dont on peut attendre un taux de rendement minimum acceptable. Par définition, les gisements de plus grande dimension que les gisements marginaux sont au moins aussi rentables. Les cibles de forage incluent aussi bien des sites d'intérêt marginaux que des sites plus importants. La justification économique du forage d'un site d'intérêt marginal est que plusieurs catégories de coût n'entrent plus en ligne de compte dans la décision de forer au moment où elle est prise. Ces coûts incluent entre autres l'acquisition des terres, les levés géologiques et géophysiques et les frais généraux. Il importe toutefois de concevoir que pour continuer à explorer, l'industrie doit pouvoir récupérer ces coûts par la découverte de gisements de plus grande dimension et plus rentables.

Soixante-deux zones pétrolières représentatives ont été étudiées selon la méthode du taux de rendement des bénéfices actualisés des gisements individuels. Les résultats agrégés sont présentés sous forme de courbes de potentiel rentable, qui estiment le volume de ressources rentables en fonction des prix. Les résultats sont également présentés à divers niveaux discrets de prix. Des graphiques illustrant la sensibilité des résultats aux taux de succès ont aussi été inclus.

Tout au long de l'analyse, il a fallu faire un certain nombre d'hypothèses simplificatrices concernant les facteurs géologiques, économiques et d'ingénierie. Ces hypothèses sont décrites dans le présent rapport.

Remerciements

Trois comités du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources ont fait partie du groupe qui a évalué le potentiel en hydrocarbures. Le Comité du potentiel géologique était chargé de la Partie I. Le Comité économique des approvisionnements pétroliers, coordonné par le Secteur des ressources énergétiques, était responsable de la présente étude. Le Comité des réserves fournit des chiffres à jour sur les réserves prouvées.

L'information et les conseils concernant l'analyse présentée ici ont été fournis par A. Coombs, N. McIlveen, C. Seeto et A. Webster, du Secteur de la politique, des programmes et des économies d'énergie, B. Bowers et C. Gemeroy, de l'Office national de l'énergie, et R. Vani, de l'Administration des mesures d'encouragement du secteur pétrolier. Toutes ces personnes relèvent du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Objet du présent rapport

Les estimations des ressources ne tiennent pas compte des taux de découverte. Le temps qu'il faut pour découvrir le potentiel d'un bassin dépend des taux de forages de reconnaissance ainsi que du volume et de la qualité des données géologiques et géophysiques qui guident ces forages. Ces facteurs dépendent eux-mêmes des nouveaux sites d'intérêt qui sont générés, des prix, de la politique fiscale et des attentes de l'industrie en ce qui a trait aux possibilités futures.

L'adoption d'un point de vue à long terme des contraintes économiques est compatible avec la méthode d'estimation des ressources. Suivant cette façon de procéder, on maintient constantes les projections des coûts en termes réels et on suppose un fardeau fiscal stable. Les facteurs économiques à court terme comme les surtaxes et les programmes d'encouragement spéciaux ne sont pas pris en considération. Autrement dit, nous excluons beaucoup de facteurs influençant les changements qui peuvent se produire à court terme dans les niveaux d'activité. Par conséquent, l'analyse économique ne tente pas d'estimer à quel moment des ressources peuvent être découvertes avec profit, ni, en fait, si elles seront découvertes.

L'analyse est effectuée au niveau de la zone pétrolière parce que les coûts peuvent varier sensiblement d'une zone pétrolière à l'autre et que les différences de qualité et de coûts de transport observées entre les zones pétrolières font que les prix à la tête de puits varient d'une zone à l'autre.

L'analyse au niveau de la zone pétrolière est également compatible avec la méthode d'évaluation des ressources utilisée par la Commission géologique du Canada et présentée dans la partie I. À cause des limites imposées par les données, il a toutefois été impossible de ramener certains renseignements au niveau de la zone pétrolière.

Les résultats sont fondés sur quatre mesures de rentabilité, tel qu'illustré à la figure 101.

L'analyse du cycle complet marginal est définie dans le présent rapport comme l'estimation de la rentabilité attendue d'une décision de forer un site d'intérêt. Elle est définie de façon à n'inclure que les coûts engagés pour le forage d'exploration et de développement et pour la mise en valeur d'un gisement pétrolier durant sa période de rentabilité, depuis le moment où la décision de forer est prise. Les dépenses antérieures aux forages, comme les dépenses engagées pour l'acquisition des terres, les levés géologiques et géophysiques et les frais généraux de délimitation des sites d'intérêt, ne sont pas comprises. L'analyse du demi-cycle estime la rentabilité attendue d'une décision d'exploiter un gisement, en excluant tous les coûts d'exploration.

Les estimations *commerciales* reposent sur l'hypothèse que le régime d'imposition et de redevances est stable à long terme. On suppose que l'impôt sur le revenu est payable sur 100 % de l'assiette fiscale (déductions d'impôt maximales). Les estimations *économiques* ne tiennent compte ni des redevances, ni des impôts.

ANALYSE

MÉTHODE

Pour comparer entre elles des possibilités d'investissement qui ont des profils de coûts et de recettes différents dans le temps, il convient d'utiliser la méthode du taux de rendement des bénéfices actualisés. Différents critères permettent d'estimer la rentabilité à l'aide de cette méthode. La rentabilité attendue d'un gisement a été estimée ici pour les coûts du cycle complet marginal et du demi-cycle tant du point de vue *commercial* que du point de vue *économique*.

L'analyse a été effectuée en utilisant des dollars constants de 1985. Toute distorsion ainsi introduite a été considérée comme mineure et compatible avec la précision des autres données. Le critère utilisé pour définir la rentabilité *commerciale* marginale est un taux de rendement réel attendu de 10 % sur tous les coûts marginaux après déduction du fardeau fiscal net. L'analyse de la rentabilité *économique* est fondée sur le même critère que l'analyse de la rentabilié *commerciale* de façon à faciliter les comparaisons.

Pour chaque zone pétrolière, l'objectif était d'estimer la proportion des ressources totales non découvertes dont on pouvait supposer la rentabilité à long terme. Le potentiel est représenté par une série discontinue de dimensions de gisements, qui s'additionnent pour donner le potentiel total à un niveau de probabilité donné. L'analyse permet de déterminer le plus petit gisement qui permette de franchir le seuil de rentabilité, en fonction de la distribution des dimensions de gisements d'une zone pétrolière. Pour chaque mesure ou critère de rentabilité (figure 101), ce gisement est le gisement marginal, ou gisement de rentabilité marginale, de la zone pétrolière.

Une fois le gisement marginal déterminé, son potentiel et celui des gisements de plus grande dimension sont additionnés pour donner une estimation de la partie rentable à long terme du potentiel de la zone pétrolière.

Plusieurs facteurs influent sur la rentabilité, notamment le facteur de récupération, la productivité des puits, la profondeur des gisements et les paramètres des réservoirs. On considère que la taille des gisements est la caractéristique la plus importante à cause du rôle qu'elle joue dans la détermination des besoins en puits et en matériel et par conséquent, dans les coûts.

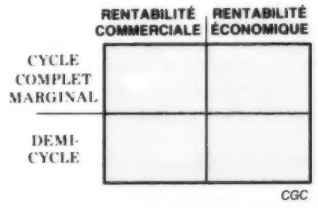


Figure 101. Matrice de rentabilité.

MODÈLE D'ANALYSE MARGINALE

Le gisement marginal de chaque zone pétrolière est déterminé à l'aide d'un logiciel appelé **modèle d'analyse marginale**. Le modèle (voir figure 102) utilise comme intrants géologiques les diagrammes des dimensions de gisements par zone pétrolière, la relation entre la taille des gisements, leur superficie et la profondeur. Les facteurs d'ingénierie comprennent entre autres le profil de production, le facteur de récupération, l'espacement des puits, les coûts de forage, les frais de fonctionnement, les coûts de location et de construction de routes, les coûts de transport et la répartition de ces facteurs dans le temps. Les intrants économiques incluent les impôts fédéraux et provinciaux et les prix du pétrole brut.

Le processus itératif du **modèle d'analyse marginale** suppose un taux de rendement visé des ressources d'autofinancement (par exemple, un taux de rendement de 10 % sur les ressources d'autofinancement actualisées entièrement imposables pour un taux de succès de 1:8). Une taille de gisement d'essai est choisie. Les données économiques, géologiques et d'ingénierie pertinentes sont utilisées pour calculer les ressources récupérables (le volume en place du gisement multiplié par le facteur de récupération). Le nombre de puits de production requis est calculé à partir de la répartition et de l'espacement des puits. Des programmes appropriés pour les travaux de génie, les coûts et la production sont élaborés. Les ressources d'autofinancement sont calculées à partir des coûts, des recettes, des redevances et des impôts agrégés.

Le taux de rendement des bénéfices actualisés est ensuite calculé. S'il n'est pas suffisamment près du taux de rendement visé, une autre taille de gisement d'essai est choisie. On répète ce processus jusqu'à ce qu'on trouve la taille de gisement qui permet d'obtenir exactement le taux de rendement visé. Cette façon de procéder garantit que la détermination de chaque taille de gisement ainsi calculée est compatible avec les données géologiques, économiques et d'ingénierie.

Ce genre d'analyse exige un certain nombre d'hypothèses simplificatrices. En ce qui concerne les paramètres géologiques et les paramètres des réservoirs, il faut supposer que tous les gisements non découverts à l'intérieur d'une même zone pétrolière ont la même profondeur et le même facteur de récupération. Pour déterminer la taille des gisements, la superficie a été estimée en fonction du volume des réserves en place de chaque zone pétrolière.

Caractéristiques de l'analyse marginale

Les sites d'intérêt marginaux ne sont habituellement pas des cibles d'exploration. On fore les sites d'intérêt dans l'espoir de découvrir des gisements plus gros et plus rentables. Habituellement, la décision de forer ce qui paraît être un gisement de taille marginale est uniquement fondée sur les coûts marginaux de découverte. Par conséquent, il a été supposé dans l'étude que les coûts géologiques et géophysiques marginaux ne seraient pas inclus dans l'analyse des gisements de taille marginale. Pour la même raison, on procéderait au forage dans des gisements de rentabilité supposée marginale parce qu'on considère que le coût d'acquisition des terres ne doit pas entrer en ligne de compte dans la décision de forer. Si le coût d'acquisition des terres devait être pris en considération dans une décision de forer un site d'intérêt de rentabilité déjà marginale sans en tenir compte, alors la valeur de la terre constituerait un coût non significatif. C'est pour cette raison que le coût d'acquisition des terres n'a pas été inclus parmi les coûts commerciaux.

La récupération secondaire du pétrole des gisements marginaux n'est en général pas rentable et n'est par conséquent pas incluse dans l'analyse marginale.

Le gisement marginal d'une zone pétrolière se situe en général à l'extrémité inférieure de la distribution des dimensions de gisements. Par conséquent, les erreurs qu'on risque de faire en déterminant ce gisement ne changent pas beaucoup les sommes des dimensions de gisements. Par exemple, si l'on sous-estime la taille d'un gisement marginal parce qu'on a fait une erreur dans le calcul de la superficie du gisement, parce que le facteur de récupération ou la productivité des puits étaient trop élevés ou à cause d'une combinaison de ces deux éléments, cela n'a en général pas beaucoup d'effet sur la sommation. Même si la taille réelle du gisement marginal doublait, diminuant ainsi la sommation estimative, cela ne ferait quand même que doubler la taille d'un gisement relativement petit. La soustraction d'un ou de plusieurs petits gisements ne modifie pas beaucoup les résultats globaux. Bien entendu, cela dépend de la distribution des dimensions de gisements associée aux différentes zones pétrolières.

Une analyse de sensibilité a été faite sur la productivité, qui est un facteur qui influe beaucoup sur la rentabilité. Pour faire cette analyse, on a choisi la zone pétrolière de la plate-forme de Nisku. Deux profils de production différents ont été analysés. Le premier utilisait un taux de diminution classique (historique), tandis que le second supposait un taux de production fixe. Le tableau 70 montre que, même si la productivité des puits influe beaucoup sur tous les aspects économiques du gisement marginal et, par conséquent, sur la taille requise, elle ne modifie pas beaucoup l'estimation du

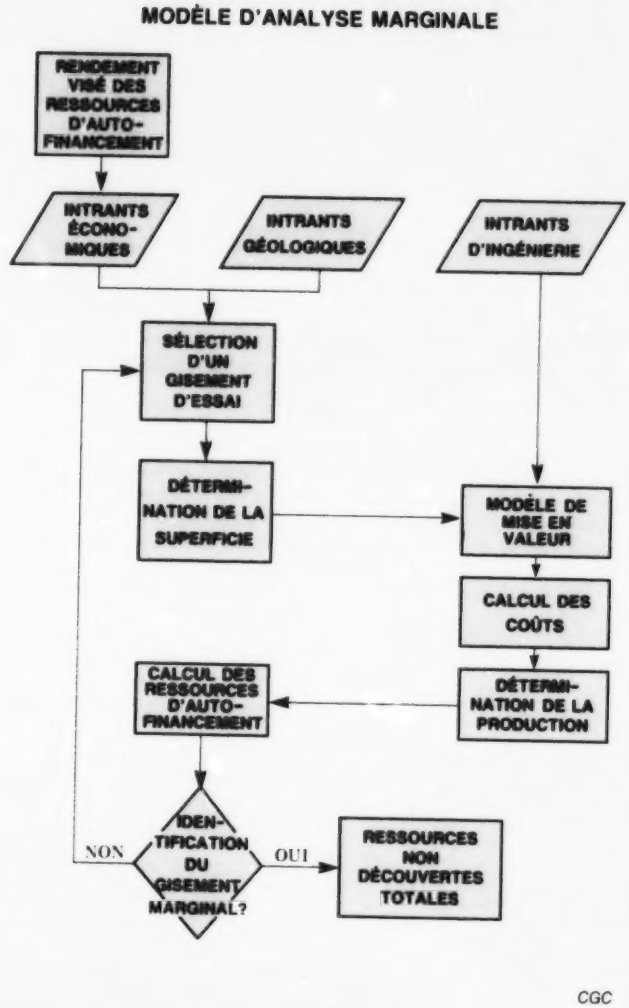


Figure 102

potentiel *commercial* ou *économique* obtenue en faisant la sommation du gisement marginal et des gisements plus étendus. La taille du gisement marginal, fondée sur un profil de production fixe (productivité initiale des puits moins élevée), a augmenté de 61 à 65 %, lorsqu'on n'a considéré que le demi-cycle de production, et de 20 à 33 % dans le cas du cycle complet. Le potentiel *commercial* total de la zone pétrolière selon l'analyse du cycle complet marginal ne baisse toutefois que de 1,7 %, tandis que le potentiel *commercial* du demi-cycle diminue de 0,5 %.

Autres considérations

Toute décision avisée en matière d'exploration doit reposer sur le plus grand nombre possible d'éléments d'information quantitative et qualitative. Une décision prise dans une perspective de rentabilité du cycle complet marginal peut ne pas explicitement tenir compte du cas de la découverte de gaz naturel à l'occasion de la recherche de pétrole ou de la découverte de gisements plus petits que le gisement minimum du cycle complet marginal mais dont l'exploitation pourrait être rentable. La présente analyse du cycle complet marginal ne tient pas compte de ces considérations. Le total des ressources rentables devrait donc être plus grand que l'estimation de l'analyse du cycle complet marginal. La différence entre les valeurs de potentiel rentable obtenues à l'aide des analyses de rentabilité du cycle complet marginal et du demi-cycle

TABLEAU 70

SENSIBILITÉ AU PROFIL DE PRODUCTION
Zone pétrolière de la plate-forme de Nisku*

	Dimension du gisement marginal (10^3 m^3)		Potentiel total de récupération rentable (10^6 m^3)	
	Cycle complet marginal	Demi-cycle	Cycle complet marginal	Demi-cycle
Rentabilité *commerciale*				
Profil fixe	**114,4**	**16,7**	**35,7**	**37,0**
Profil historique	**86,3**	**10,1**	**36,3**	**37,2**
Rentabilité *économique*				
Profil fixe	**87,9**	**17,9**	**36,3**	**37,2**
Profil historique	**73,1**	**11,1**	**36,4**	**37,3**

***Analyse fondée sur un prix à Edmonton de 142 $ can./m^3 (22,50 $/baril) et un taux de succès de 1:8**

ZONE PÉTROLIÈRE D'AFFOUILLEMENT DE CARDIUM, CRÉTACÉ SUPÉRIEUR DE L'OUEST CANADIEN

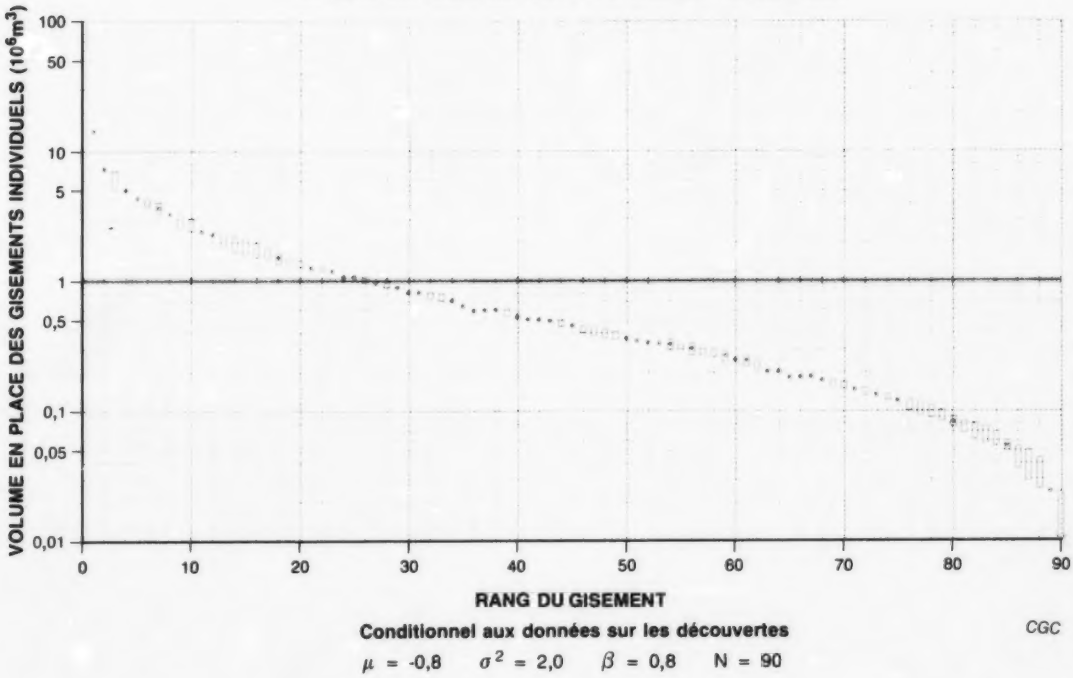


Figure 103

donne une idée de l'ordre de grandeur du potentiel rentable additionnel (tableau 71). Enfin, 11,5 % de tout le potentiel récupérable n'a pas été inclus dans l'analyse parce que les distributions des dimensions de gisements n'étaient pas disponibles. On pourrait toutefois raisonnablement supposer qu'une partie de ce potentiel serait compris dans des gisements assez grands pour justifier un investissement si les prix sont de 142 $/m^3 (22,50 $/baril) ou moins.

Pour ces raisons, le potentiel rentable doit être considéré comme une estimation prudente.

COÛTS D'EXPLORATION

Une décision de forer un site d'intérêt de rentabilité marginale peut être prise pour des raisons d'exploration ou des raisons liées à des stratégies d'entreprise. Le risque de trouver un gisement de rentabilité marginale doit être compensé par des découvertes plus rentables ailleurs.

Une décision de forer est susceptible d'être prise à une étape stratégique de l'exploration, dans une zone pétrolière donnée, ou quand la plupart des données géologiques et géophysiques indispensables ont déjà été recueillies. Il est par conséquent raisonnable de supposer qu'une décision de forer un site d'intérêt de rentabilité supposée marginale peut être fondée en partie sur le fait que la plus grande partie des coûts géologiques et géophysiques et du coût d'acquisition des terres n'entrent pas en ligne de compte.

Un taux de succès a été utilisé pour répartir les coûts d'exploration entre les découvertes. Nous n'avons pas utilisé les coûts moyens de découverte dans l'analyse parce qu'en général ils ne s'appliquent pas aux décisions d'investissement fondées sur un seuil de rentabilité marginale. Nous avons eu du mal à déterminer un taux de succès approprié à partir des données à notre disposition. Les seules données qui existent en ce moment sont les données provinciales agrégées, qui sont biaisées dans le sens des taux de succès plus élevés

TABLEAU 71

DIFFÉRENCE ENTRE LE POTENTIEL DU CYCLE COMPLET MARGINAL ET DU DEMI-CYCLE

Taux de succès de 1:8 utilisé pour les estimations commerciales et économiques
142 $/m^3 (22,50 $/baril)

	Ressources x 10^6 m^3		Nombre de gisements	
	Cycle complet marginal	Demi-cycle	Cycle complet marginal	Demi-cycle
Rentabilité *commerciale*	**354**	**426**	**757**	**2049**
Rentabilité *économique*	**328**	**427**	**980**	**2046**

TABLEAU 72

PROFONDEUR DES ZONES PÉTROLIÈRES ET FACTEURS DE RÉCUPÉRATION

	Profondeur de la zone (mètres)	Facteurs de récupération : moyen	petit gisement
CRÉTACÉ			
COUCHE DE CARDIUM	1000	0,20	0,10
VIKING (ALBERTA)	1800	0,19	0,10
MANNVILLE INFÉRIEUR	2100	0,15	0,10
VIKING (SASKATCHEWAN)	500	0,14	0,10
MANNVILLE SUPÉRIEUR	1000	0,15	0,10
BELLY RIVER LITTORAL	1000	0,21	0,10
AFFOUILLEMENT DE CARDIUM	2000	0,19	0,10
CANTUAR	1000	0,15	0,06
DUNVEGAN-DOE CREEK	750	0,09	0,09
BELLY RIVER FLUVIATILE	1500	0,21	0,10
OSTRACOD	2200	0,15	0,10
SHALES DE 1st & 2nd WHITE SPECKS	2000	0,10	0,10
JURASSIQUE			
SHAUNAVON	1200	0,23	0,10
ROSERAY-SUCCESS	900	0,30	0,10
GILBY-MEDICINE RIVER	2200	0,25	0,10
SAWTOOTH	900	0,22	0,10
ROCK CREEK	2200	0,16	0,10
TRIAS			
BOUNDARY LAKE	1300	0,27	0,10
MONTNEY	1596	0,17	0,12
PEEJAY-MILLIGAN	1130	0,32	0,20
HALFWAY STRATIGRAPHIQUE	2150	0,28	0,12
INGA STRUCTURAL	1600	0,15	0,10
GRÈS DE CHARLIE LAKE	1800	0,18	0,18
PLISSEMENT MOULANT DE HALFWAY	1900	0,19	0,10
CHARLIE LAKE ALGAIRE	1800	0,15	0,15
STRUCTURE DE DOIG	1900	0,08	0,05
PERMIEN			
BELLOY (PEACE RIVER)	1850	0,28	0,12
BELLOY (LIMITE D'ÉROSION)	2000	0,37	0,10
CARBONIFÈRE			
MIDALE	1400	0,36	0,20
FROBISHER-ALIDA	1100	0,24	0,20
LIMITE DE PEKISKO	1650	0,13	0,07
LIMITE D'ELKTON	1700	0,28	0,10
LODGEPOLE	1100	0,16	0,07
SOURIS VALLEY-TILSTON	1100	0,16	0,11
LIMITE DE BANFF (CENTRE DE L'ALBERTA)	1500	0,20	0,12
RATCLIFFE STRATIGRAPHIQUE	1800	0,20	0,10
RATCLIFFE STRUCTURAL	1100	0,20	0,10
DESAN	700	0,08	0,03
CARBONIFÈRE (ARCHE DE SWEETGRASS)	2000	0,10	0,10
LIMITE DE BANFF (SUD DE L'ALBERTA)	1300	0,10	0,10
DEBOLT (PEACE RIVER)	1500	0,08	0,08
DÉVONIEN			
BEAVERHILL LAKE	2950	0,42	0,10
LEDUC (RIMBEY-MEADOWBROOK)	1700	0,61	0,30
KEG RIVER	1800	0,41	0,30
NISKU (PLATE-FORME)	1700	0,55	0,25
LEDUC (BASHAW)	2000	0,61	0,20
LEDUC (DEEP BASIN)	2000	0,61	0,15
NISKU (WEST PEMBINA)	2800	0,40	0,30
ROCHES CLASTIQUES DU DÉVONIEN MOYEN	1800	0,25	0,20
SLAVE POINT (SAWN)	1600	0,20	0,10
ZAMA	1600	0,17	0,17
LEDUC-NISKU (SUD DE L'ALBERTA)	1700	0,15	0,15
WABAMUN (PEACE RIVER)	1250	0,16	0,13
SLAVE POINT (GOLDEN)	2000	0,35	0,30
NISKU (MEEKWAP)	2000	0,40	0,15
KEG RIVER (SENEX)	1300	0,20	0,10
WABAMUN (CROSSFIELD)	2500	0,15	0,10
BISTCHO	1600	0,15	0,07
MUSKEG	1600	0,20	0,20
WABAMUN (LIMITE D'ÉROSION)	2050	0,14	0,14
LEDUC (PEACE RIVER)	2800	0,20	0,15

pour les raisons suivantes. Premièrement, les activités d'exploration du pétrole lourd ne sont pas considérées individuellement et elles ont un taux de succès relativement élevé. Deuxièmement, beaucoup de puits classés dans la catégorie des puits d'exploration seraient classés dans la catégorie des puits d'exploitation si les limites du champ étaient connues au moment du forage. Troisièmement, il n'est pas possible de séparer les échecs enregistrés dans la recherche de pétrole des découvertes de gaz naturel sans faire d'autres hypothèses : certains échecs dans la recherche de pétrole étant enregistrés comme des découvertes de gaz naturel. Enfin, les prix pétroliers élevés des dernières années ont eu tendance à faire augmenter le nombre de petits gisements comptés comme des découvertes. Par conséquent, un taux de succès du début des années 70 de 1:8 a été choisi. Durant cette période, la recherche de pétrole léger et moyen a constitué la majeure partie des activités d'exploration. Au cours de cette même période, très peu de travaux d'exploration ont été effectués dans le but de trouver du gaz naturel. Des tests de sensibilité ont été faits en utilisant des taux de 1:4 et 1:12.

Intrants géologiques

Des estimations du potentiel de chacune des 78 zones pétrolières prouvées ont été produites à l'aide de la méthode d'évaluation utilisée par le Comité du potentiel géologique. Les données géologiques sur chacune des zones pétrolières et les données d'ingénierie sur les gisements existants fournies par les organismes de réglementation provinciaux ont toutes été utilisées dans l'évaluation des ressources en hydrocarbures **(voir partie I)**.

Extrants de l'évaluation géologique des ressources

Les données géologiques et les données sur les gisements découverts ont servi à estimer le nombre et la taille des gisements non découverts dans chaque zone pétrolière à divers niveaux de probabilité.

Les gisements découverts ont été identifiés dans chaque distribution et, avec les autres gisements (non découverts), ils forment le diagramme des dimensions de gisements pour la zone pétrolière en question. Un exemple de cette distribution est donné à la figure 103. Les gisements découverts sont représentés par des points et les gisements non découverts, par des cases. La grandeur de la case représente l'estimation de la taille du gisement entre le 5e et le 95e centiles.

La valeur attribuée à la superficie d'un gisement est fondée sur une fonction logarithmique, estimée empiriquement dans chaque zone pétrolière, qui relie la taille du gisement (exprimée en volume de pétrole en place) à la superficie du gisement.

La profondeur moyenne des zones pétrolières est fondée sur les données provinciales en matière de réservoirs. Il a été supposé que tous les gisements non découverts d'une zone pétrolière seraient situés à cette profondeur. La profondeur des zones pétrolières utilisées pour calculer les coûts de forage et d'achèvement figure dans le tableau 72.

Les facteurs de récupération moyens à l'échelle d'une zone pétrolière sont estimés de manière à inclure la récupération primaire et secondaire. Les facteurs de récupération des petits gisements (tableau 72) ont été estimés pour chaque

TABLEAU 73

DONNÉES RELATIVES AUX COÛTS
(milliers de dollars de 1985)

	Forage des puits /puits	Construction des routes /km	Coûts fixes d'exploitation /puits-mois
CRÉTACÉ			
COUCHE DE CARDIUM	346	35	5,5
VIKING (ALBERTA)	346	35	4,6
MANNVILLE INFÉRIEUR	377	35	4,6
VIKING (SASKATCHEWAN)	60	35	3,5
MANNVILLE SUPÉRIEUR	147	35	3,5
BELLY RIVER LITTORAL	240	35	4,2
AFFOUILLEMENT DE CARDIUM	451	35	5,5
CANTUAR	135	35	3,5
DUNVEGAN-DOE CREEK	250	80	4,2
BELLY RIVER FLUVIATILE	326	35	5,5
OSTRACOD	377	35	4,6
SHALES DE 1st & 2nd WHITE SPECKS	377	35	4,6
JURASSIQUE			
SHAUNAVON	160	35	3,5
ROSERAY-SUCCESS	135	35	3,5
GILBY-MEDICINE RIVER	450	35	3,5
SAWTOOTH	135	35	3,5
ROCK CREEK	450	35	5,5
TRIAS			
BOUNDARY LAKE	282	80	6,5
MONTNEY	334	35	5,5
PEEJAY-MILLIGAN	360	80	5,5
HALFWAY STRATIGRAPHIQUE	477	80	5,5
INGA STRUCTURAL	427	80	5,5
GRÈS DE CHARLIE LAKE	353	80	5,5
PLISSEMENT MOULANT DE HALFWAY	330	80	5,5
CHARLIE LAKE ALGAIRE	353	80	5,5
STRUCTURE DE DOIG	330	80	5,5
PERMIEN			
BELLOY (PEACE RIVER)	330	80	5,5
BELLOY (LIMITE D'ÉROSION)	431	35	5,5
CARBONIFÈRE			
MIDALE	200	35	3,5
FROBISHER-ALIDA	160	35	3,5
LIMITE DE PEKISKO	326	35	4,6
LIMITE D'ELKTON	380	35	0,5
LODGEPOLE	160	35	3,5
SOURIS VALLEY-TILSTON	160	35	3,5
LIMITE DE BANFF (CENTRE DE L'ALBERTA)	334	35	5,5
RATCLIFFE STRATIGRAPHIQUE	250	35	4,6
RATCLIFFE STRUCTURAL	160	35	3,5
DESAN	200	125	5,0
CARBONIFÈRE (ARCHE DE SWEETGRASS)	550	35	4,6
LIMITE DE BANFF (SUD DE L'ALBERTA)	280	35	4,2
DEBOLT (PEACE RIVER)	425	80	5,5
DÉVONIEN			
BEAVERHILL LAKE	360	35	5,4
LEDUC (RIMBEY-MEADOWBROOK)	326	35	5,5
KEG RIVER	537	125	6,5
NISKU (PLATE-FORME)	346	35	4,6
LEDUC (BASHAW)	346	35	4,6
LEDUC (DEEP BASIN)	451	35	5,5
NISKU (WEST PEMBINA)	400	35	6,8
ROCHES CLASTIQUES DU DÉVONIEN MOYEN	475	80	6,5
SLAVE POINT (SAWN)	427	80	6,5
ZAMA	537	125	6,5
LEDUC-NISKU (SUD DE L'ALBERTA)	250	35	4,6
WABAMUN (PEACE RIVER)	363	80	4,2
SLAVE POINT (GOLDEN)	498	80	6,5
NISKU (MEEKWAP)	451	35	5,5
KEG RIVER (SENEX)	427	80	5,0
WABAMUN (CROSSFIELD)	617	35	5,5
BISTCHO	537	125	6,5
MUSKEG	537	125	6,5
WABAMUN (LIMITE D'ÉROSION)	414	35	5,5
LEDUC (PEACE RIVER)	452	80	6,8

zone pétrolière à partir des données provinciales. Ils n'ont été utilisés que pour estimer la taille des gisements marginaux. Les facteurs de récupération moyens de chaque zone ont ensuite été appliqués au calcul du potentiel *commercial* et *économique* cumulé à partir de la distribution des dimensions des gisements.

Les cartes des zones pétrolières ont été utilisées pour choisir les paramètres appropriés aux calculs des redevances et aux coûts d'exploitation des puits.

Facteurs d'ingénierie et de coût

L'analyse économique repose sur un système généralisé d'algorithmes de conception et d'attribution des coûts. Ce système, appelé modèle de mise en valeur, estime les coûts d'un plan d'exploitation fondé sur un certain nombre de variables, à savoir, les niveaux de production, l'équipement nécessaire, les installations et le programme de construction. Les coûts unitaires ont été estimés à partir de diverses sources de données et utilisés dans le modèle de mise en valeur pour estimer les coûts totaux.

Programme de mise en valeur

On a supposé que les puits de développement étaient forés sur une période d'un à trois ans, selon le nombre nécessaire. On a supposé qu'au maximum six puits étaient forés la première année, dix, la deuxième, et les autres, la troisième année. La taille des installations de surface a été déterminée selon la nature du terrain. On a supposé que tous les puits forés dans un gisement donné avaient le même profil de production.

Coûts de mise en valeur et de fonctionnement

Le coût des puits secs et abandonnés a été estimé à partir des données recueillies par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et des données obtenues de firmes d'experts-conseils (voir tableau 73). Le coût des puits productifs, incluant les coûts d'achèvement, a été estimé en fonction du coût des puits secs et de la profondeur.

La capacité des réservoirs a été calculée en fonction du taux de production le plus élevé d'un gisement donné. Pour les taux de production faibles (moins de 1590 m^3/jour), on a supposé que le coût du matériel par m^3 variait de façon directement proportionnelle au logarithme naturel du taux de production. Pour les taux supérieurs à 1590 m^3/jour, on a supposé qu'aucune autre économie d'échelle ne pouvait être réalisée.

Le calibre des conduites d'écoulement a été calculé en fonction d'une vitesse de 1 m/s environ. On a supposé que le diamètre minimum des conduites était de 50 mm, que l'espacement entre les puits était constant et que les conduites étaient installées selon la disposition des puits d'extension voisins d'un puits de découverte central. Deux séries de coûts d'installation des conduites ont été utilisées, selon l'endroit. Au sud du canton 69 de l'Alberta, le coût des conduites de 50 mm de diamètre a été fixé à 26 000 $ le kilomètre, celui des conduites de 75 mm de diamètre, à 36 000 $ le kilomètre et celui des conduites de 100 mm de diamètre, à 42 000 $ le kilomètre. Au nord du canton 68 de l'Alberta, les coûts étaient trois fois plus élevés.

Les coûts de construction des routes varient de 35 000 $ à 125 000 $ le kilomètre selon l'endroit. Ces coûts sont présentés dans le tableau 73.

Les coûts d'exploitation des puits ont été estimés en fonction de l'emplacement géographique et de la profondeur et considérés comme des frais fixes par puits et par mois d'exploitation. En ce qui concerne les coûts de fonctionnement variables (transport jusqu'au point d'entrée du pipeline), on a fixé le coût à 6 $/$m^3$.

CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES ET FINANCIÈRES

L'analyse économique présentée ici évalue, dans une perspective à long terme, la rentabilité de l'exploration et de la mise en valeur, et c'est de propos délibéré qu'elle fait abstraction des fluctuations du marché à court terme déterminées par les variations des prix et des coûts. Par conséquent, l'analyse est axée sur la quantité totale de pétrole dont la récupération est probable et sur les coûts de recherche et de mise en valeur des gisements individuels parce que ce sont ces facteurs qui importent le plus pour la viabilité future de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien. Les résultats devraient donc être utiles, au niveau fédéral et provincial, pour l'analyse des investissements à envisager et pour l'établissement des approvisionnements qu'il sera possible, à long terme, de tirer des ressources de pétrole moyen et léger non découvertes.

La décision d'envisager le contexte économique dans une perspective à long terme a entraîné la formulation de plusieurs hypothèses. Bien que dans le passé l'industrie ait connu beaucoup de perfectionnements techniques qui ont réduit les coûts, nous avons fait abstraction ici de tout nouveau progrès technique; les coûts ont été maintenus constants à leur niveau de 1985. L'analyse ne tient pas compte non plus des mesures fiscales instaurées dans le passé pour être appliquées à des problèmes temporaires particuliers. Les détails sont donnés plus bas.

La perspective à long terme présente toutefois des inconvénients. Les résultats obtenus ne peuvent être utilisés pour faire des prévisions à court ou à moyen terme. Par exemple, les ressources d'autofinancement n'entrent pas en ligne de compte, à long terme, parce que nous supposons, ou bien qu'une possibilité d'investissement intéressante pourra attirer des sources de financement compétitives, ou bien que les ressources d'autofinancement seront générées par les profits tirés de découvertes plus importantes et plus rentables. À court terme, toutefois, les ressources d'autofinancement disponibles peuvent limiter sérieusement les investissements et, par conséquent, le niveau d'activité. En somme, nous ne tenons pas compte des nombreuses difficultés causées par les conditions cycliques des marchés.

Prix du pétrole

Le prix du pétrole brut à Edmonton a été utilisé comme prix de référence. Ce prix a été ramené au prix à la tête de puits pour refléter les différences de qualité et les coûts

de transport estimatifs.

Les résultats analytiques sont présentés sous forme de relations fonctionnelles entre les volumes de ressources rentables et les prix. On procède de cette façon pour tenir compte des fluctuations probables, à long terme, des prix du brut.

Taux de rendement

Le plus faible taux de rendement réel prévu qui soit acceptable après impôt et redevances a été fixé à 10 %. On admet que ce taux peut varier d'une société à l'autre, au même titre que le traitement fiscal. Le gisement marginal, c'est-à-dire qui vaut tout juste la peine d'être exploité, est défini comme rapportant 10 %. Par hypothèse, tous les gisements plus importants ont des taux de rendement plus élevés.

Impôt fédéral

Étant donné que l'analyse vise à estimer le potentiel rentable à long terme, tous les articles fiscaux de nature temporaire ont été exclus, tels que les crédits d'impôt à l'investissement et la surtaxe fédérale. Un impôt fédéral de 33 %, après abattement provincial, a été utilisé. Pour les estimations *commerciales*, nous avons supposé que le régime d'imposition applicable permettait des déductions maximales d'impôt.

Régimes fiscaux provinciaux

Alberta: Nous avons utilisé un taux d'impôt sur le revenu des sociétés de 11 % et le montant des redevances a été calculé en fonction de l'esprit de la loi actuelle. Les exemptions temporaires du versement de redevances annoncées par la province le 24 juin 1985 ont été incluses. Cela signifie que pour le premier puits foré dans un gisement, on peut considérer qu'il y aura un certain volume ou une certaine période sans redevances. Le niveau du dégrèvement varie selon les régions de la province. Même s'il est possible que cela ne soit pas un programme à long terme, il a été supposé qu'un programme de même valeur aurait été en vigueur la plupart du temps de toute façon. Aucun autre programme d'encouragement n'a été inclus parce que nous avons supposé que tous les autres programmes étaient soit temporaires, soit réservés à certaines catégories de sociétés, donc, hors du champ d'application de l'analyse.

Saskatchewan : Nous avons utilisé un taux d'impôt sur le revenu des sociétés de 17 %. Les taux de redevances utilisés sont les taux prévus selon le barème en vigueur avant le 1er janvier 1987. Nous avons supposé que tout le pétrole était du "nouveau" pétrole et le prix de location des terres a été calculé comme si elles étaient toutes des terres de l'État. Le système d'exemptions temporaires du versement de redevances en vigueur avant le 1er janvier 1987 est inclus. Cela signifie que pour le premier puits foré dans un gisement, on peut considérer qu'il y aura trois années sans redevances (cinq années dans le cas d'un gisement du Dévonien).

Colombie-Britannique : Nous avons utilisé un taux d'impôt sur le revenu des sociétés de 14 %, et les taux de redevances appliqués sont les taux prévus dans la loi actuelle en matière de "nouveau" pétrole.

Catégories fiscales d'amortissement des coûts en capital

Les coûts en capital ont été répartis entre les catégories suivantes aux fins d'impôt :

Catégorie 10 : (amortissement dégressif au taux constant de 30 %). Comprend le coût des réservoirs et 25 % du coût des forages productifs.

Frais d'aménagement au Canada : (amortissement dégressif au taux constant de 30 %). Comprend 75 % du coût des forages de production et 100 % du coût de construction des routes.

Frais d'exploration au Canada : Comprend 100 % du coût des forages d'exploration.

RÉSULTATS DE L'ANALYSE

Les résultats sont présentés sous forme de courbes de potentiel rentable estimatif. Ces relations montrent le potentiel rentable en fonction du prix de référence à la tête de puits à Edmonton. Les analyses ont été effectuées au niveau de la zone pétrolière. Les résultats sont toutefois présentés à deux niveaux d'agrégation : le total pour l'Ouest canadien et par période géologique.

Les figures 104 et 105 présentent les résultats pour toute la région de l'Ouest canadien et montrent les quantités de pétrole, sur le plan commercial et économique et pour différents prix, susceptibles de franchir le seuil de rentabilité du cycle complet marginal et du demi-cycle. Les courbes de rentabilité du cycle complet marginal sont fondées sur un taux de succès de 1:8. Les figures qui suivent montrent les résultats agrégés par période géologique.

La figure 106 montre la sensibilité, sur le plan commercial et économique, des ressources susceptibles d'être découvertes à différents taux de succès pour un prix canadien du pétrole de 142 $/m^3$ (22,50 $/baril). À ce prix, les courbes montrent que la quantité de ressources rentables est relativement inélastique par rapport aux coûts d'exploration. À des prix plus bas toutefois la sensibilité serait plus grande.

Les tableaux 74 et 75 présentent les résultats pour un prix canadien du pétrole brut de 142 $/m^3$ (22,50 $/baril) ainsi que le nombre de gisements correspondants. Le prix de 142 $/m^3$ a été choisi à des fins d'illustration seulement. Rien n'autorise à supposer que ce prix représente un niveau d'équilibre à long terme.

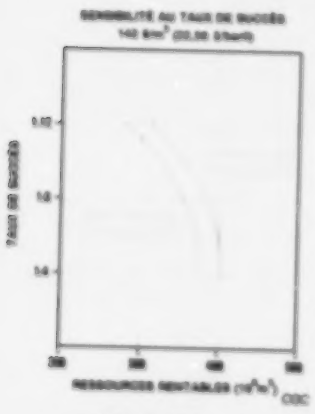


Figure 106

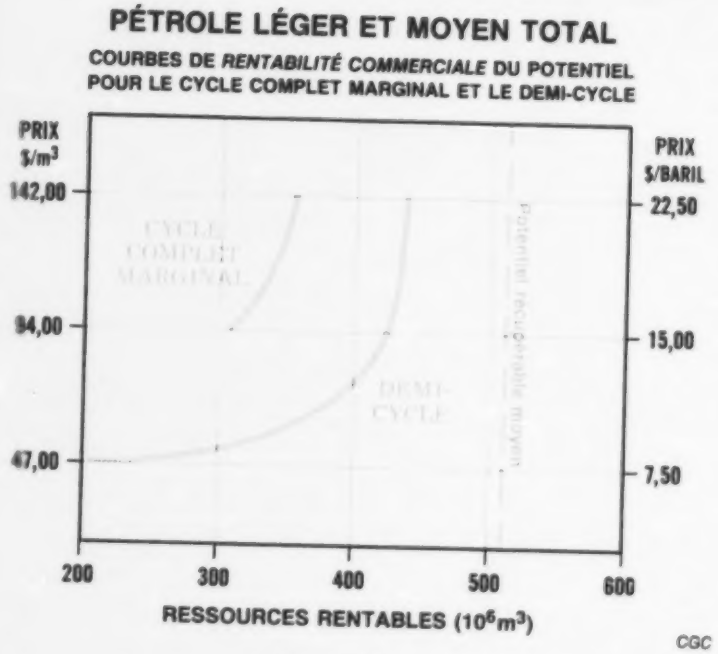


Figure 104

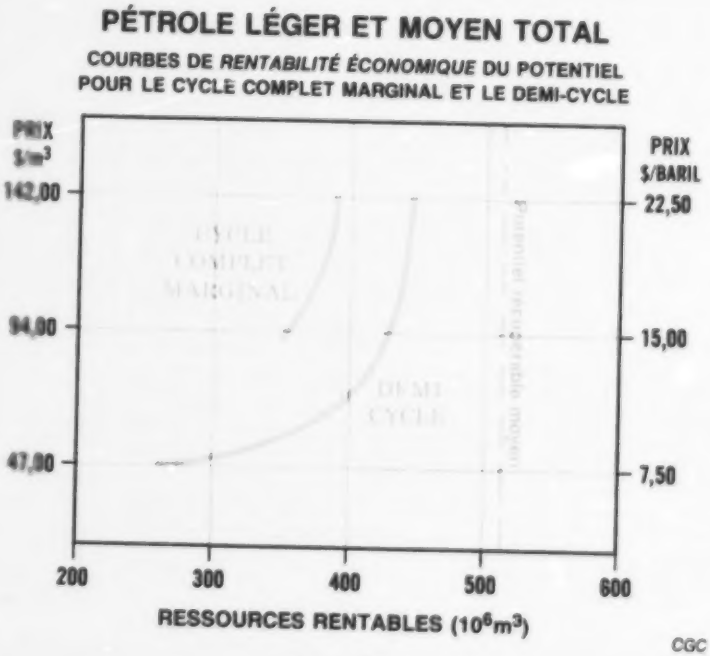


Figure 105

TABLEAU 74

VIABILITÉ *COMMERCIALE*

Potentiel récupérable total des zones pétrolières prouvées = 509 x 10^6 m^3

	Potentiel incluant les coûts d'exploration 10^6 m^3	% potentiel	N^bre de gisements	Potentiel excluant les coûts d'exploration 10^6 m^3	% potentiel	N^bre de gisements
Crétacé	66	70	222	91	95	840
Jurassique	7	45	7	13	89	73
Trias	7	25	7	23	87	204
Permien	6	41	8	9	58	23
Carbonifère	23	53	133	33	76	202
Dévonien	246	78	380	263	83	707
TOTAL	354	70	757	431	85	2049

Analyse fondée sur un taux de succès de 1:8 et un prix de 142 $ can./m^3 (22,50 $/baril)

TABLEAU 75

VIABILITÉ *ÉCONOMIQUE*

Potentiel récupérable total des zones pétrolières prouvées = 509 x 10^6 m^3

	Potentiel incluant les coûts d'exploration 10^6 m^3	% potentiel	N^bre de gisements	Potentiel excluant les coûts d'exploration 10^6 m^3	% potentiel	N^bre de gisements
Crétacé	77	81	363	91	95	815
Jurassique	9	58	9	13	89	72
Trias	15	60	59	23	88	197
Permien	7	48	9	9	58	23
Carbonifère	26	60	145	33	76	202
Dévonien	252	80	395	264	84	737
TOTAL	385	76	980	432	85	2046

Analyse fondée sur un taux de succès de 1:8 et un prix de 142 $ can./m^3 (22,50 $/baril)

Zones pétrolières du Crétacé

Il y a treize zones pétrolières crétacées dont on estime qu'elles contiennent 17 % des ressources non découvertes à un niveau de probabilité médian. Dix d'entre elles sont situées en Alberta et deux, en Saskatchewan. La profondeur des puits est en général aux environs de 2000 m, à l'exception de quelques puits à 1000 m environ. Toutes les zones sont situées au sud d'Edmonton, sauf une qui est située près de la frontière de la Colombie-Britannique, à Dawson Creek.

Comme les zones pétrolières du Crétacé sont surtout situées dans le sud, les coûts de forage, de mise en valeur et de fonctionnement sont modérés. Les réseaux routiers sont bien développés et le coût des routes d'accès n'est pas élevé.

TABLEAU 76

SOMMAIRE DU CRÉTACÉ

Réserves prouvées	**47 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**95 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**13**

FRACTION SUJETTE À ANALYSE

Potentiel récupérable moyen	**91 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**12**
Nombre de gisements	
Découverts	**976**
Non découverts	**1104**
TOTAL	**2080**

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 \$/m^3 (22,50 \$/baril). Le tableau 76 présente les données sommaires sur le potentiel du Crétacé et sur la partie analysée. La figure 107 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle. La figure 108 montre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 \$/m^3 (15 \$/baril).

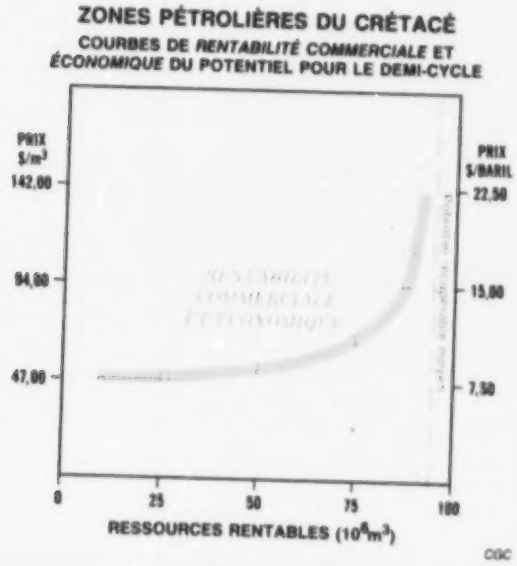


Figure 107

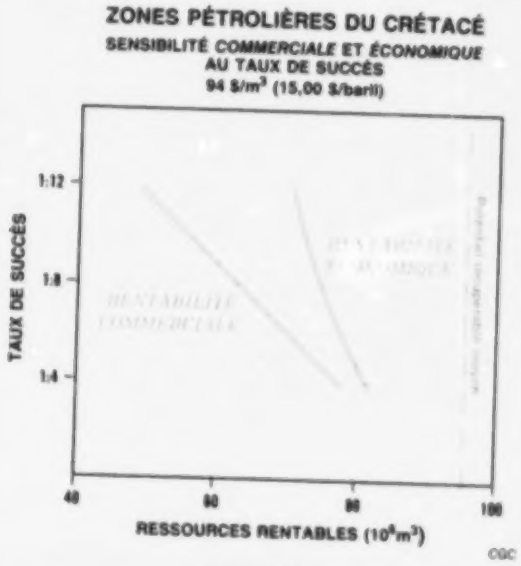


Figure 108

Zones pétrolières du Jurassique

Les sept zones pétrolières du Jurassique se divisent en deux groupes. Quatre sont situées près de la frontière canado-américaine (dont trois en Saskatchewan). Les autres se trouvent à mi-chemin entre Calgary et Edmonton. Les zones du sud sont à une profondeur de 1000 m environ. Les zones du nord sont presque deux fois plus profondes.

Ces zones sont déjà desservies par un bon réseau routier et nous supposons un tronçon de route d'accès d'un demi-kilomètre pour chaque gisement.

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 \$/m^3 (22,50 \$/baril). Le tableau 77 présente les données sommaires sur le potentiel du Jurassique et sur la partie analysée. La figure 109 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle. La figure 110 illustre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 \$/m^3 (15 \$/baril).

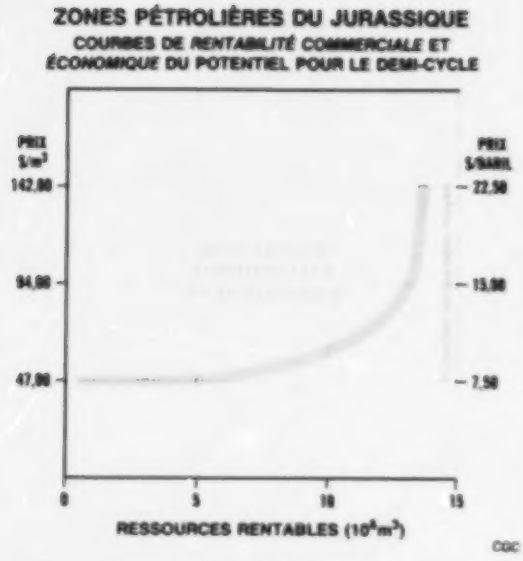


Figure 109

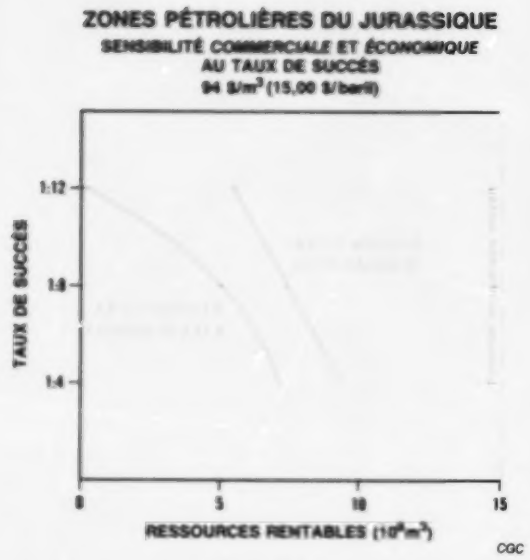


Figure 110

TABLEAU 77

SOMMAIRE DU JURASSIQUE

Réserves prouvées	**94 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**15 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**7**
FRACTION SUJETTE À ANALYSE	
Potentiel récupérable moyen	**14 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**5**
Nombre de gisements	
Découverts	**125**
Non découverts	**89**
TOTAL	**214**

TABLEAU 78

SOMMAIRE DU TRIAS

Réserves prouvées	**65 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**26 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**11**
FRACTION SUJETTE À ANALYSE	
Potentiel récupérable moyen	**24 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**9**
Nombre de gisements	
Découverts	**186**
Non découverts	**309**
TOTAL	**495**

Zones pétrolières du Trias

Il y a onze zones pétrolières triasiques. Sept d'entre elles sont situées en Colombie-Britannique et quatre, en Alberta. Leur profondeur varie de 1000 à 2000 m. Ces zones sont situées dans le nord de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et ne sont pas desservies par un bon réseau routier. Les coûts de fonctionnement sont élevés et nous supposons un tronçon de route d'accès de 5 km au moins pour chaque gisement mis en valeur.

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 $/m^3 (22,50 $/baril). Le tableau 78 présente les données sommaires sur le potentiel du Trias et sur la partie analysée. La figure 111 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle, tandis que la figure 112 illustre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 $/m^3 (15 $/baril).

Zones pétrolières du Permien

Une des deux zones pétrolières du Permien se trouve en Alberta, au nord-est d'Edmonton; l'autre est située en Colombie-Britannique, près de Fort St. John. Les deux sont situées à une profondeur d'environ 2000 m. Chacune est bien desservie par le réseau routier en place. Nous supposons que tous les gisements sont situés à moins d'un demi-kilomètre d'une route.

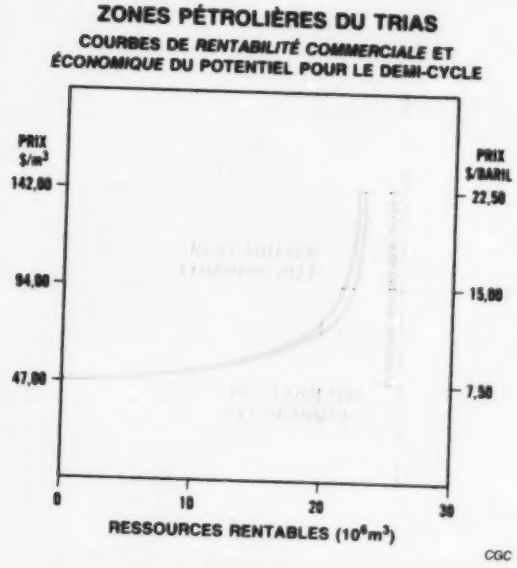


Figure 111

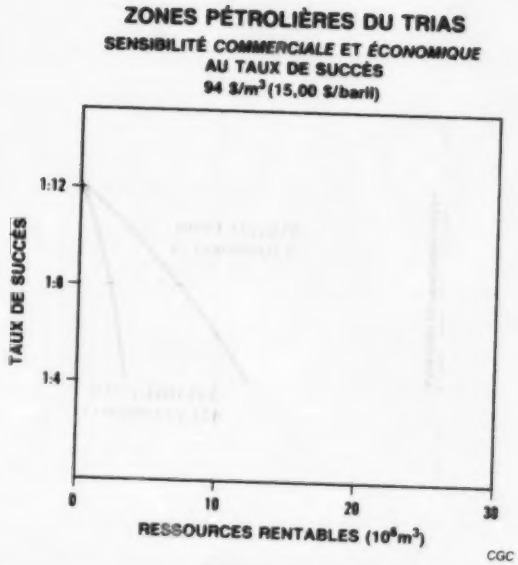


Figure 112

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 $/m^3 (22,50 $/baril). Le tableau 79 présente les données sommaires sur le potentiel du Permien et sur la partie analysée. La figure 113 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle. La figure 114 illustre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 $/m^3 (15 $/baril).

Zones pétrolières du Carbonifère

Les dix-sept zones pétrolières du Carbonifère vont du sud-est de la Saskatchewan jusqu'à la région de Peace River en Alberta. On estime qu'elles renferment 7,5 % des ressources non découvertes à un niveau de probabilité médian. Les six zones les plus à l'est sont à une profondeur de 1000 m environ, tandis qu'en Alberta, les zones les plus au nord peuvent être à une profondeur deux fois plus grande. Ces zones correspondent à une région très vaste et très diversifiée. C'est pourquoi il y a des différences importantes dans les coûts de mise en valeur et de fonctionnement.

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 $/m^3 (22,50 $/baril). Le tableau 80 présente les données sommaires sur le potentiel du Carbonifère et sur la partie analysée. La figure 115 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle. La figure 116 illustre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 $/m^3 (15 $/baril).

TABLEAU 79

SOMMAIRE DU PERMIEN

Réserves prouvées	**15 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**15 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**2**

FRACTION SUJETTE À ANALYSE

Potentiel récupérable moyen	**15 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**2**
Nombre de gisements	
Découverts	**15**
Non découverts	**35**
TOTAL	**50**

TABLEAU 80

SOMMAIRE DU CARBONIFÈRE

Réserves prouvées	**339 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**43 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**17**

FRACTION SUJETTE À ANALYSE

Potentiel récupérable moyen	**39 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**12**
Nombre de gisements	
Découverts	**300**
Non découverts	**425**
TOTAL	**725**

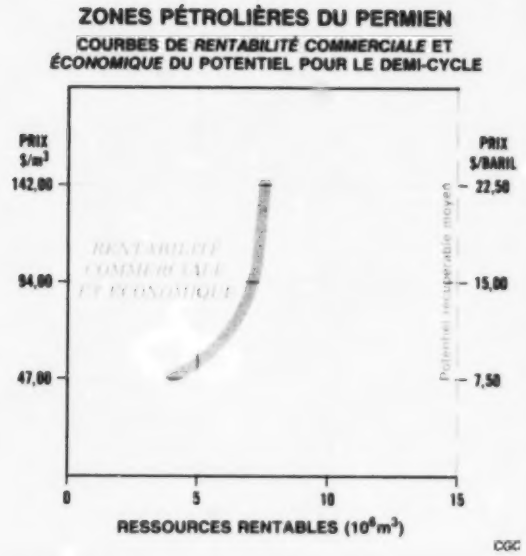


Figure 113

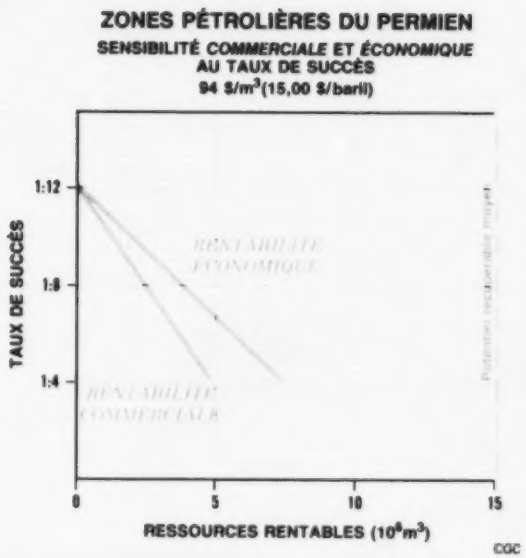


Figure 114

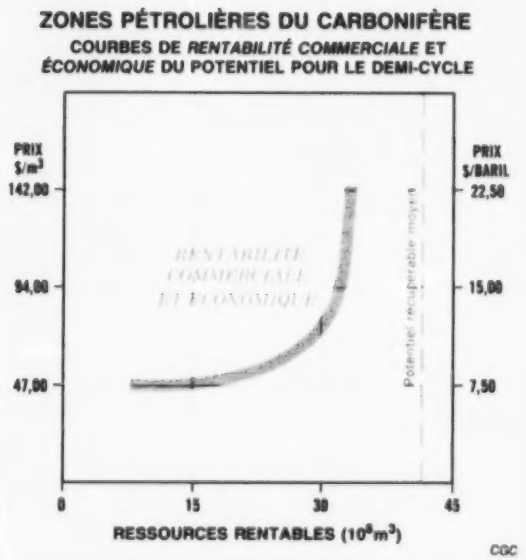


Figure 115

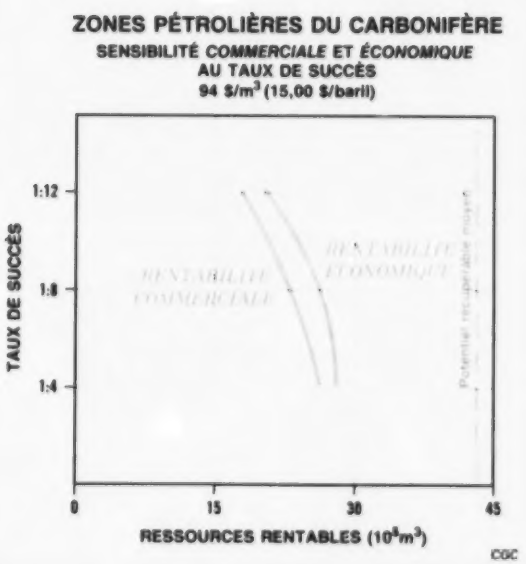


Figure 116

Zones pétrolières du Dévonien

On estime que les vingt-huit zones pétrolières du Dévonien renferment 55 % des ressources non découvertes. La plupart de ces zones se trouvent en Alberta, au nord d'Edmonton; deux se trouvent dans le sud de l'Alberta et une est située dans le sud de la Saskatchewan. En général, les puits sont à une profondeur de 2000 m ou plus.

Le fait que ces zones soient situées dans le nord entraîne des coûts élevés de mise en valeur et de fonctionnement.

Les tableaux 74 et 75 affichent les résultats obtenus pour un prix du pétrole de 142 $/m^3 (22,50 $/baril). Le tableau 81 présente les données sommaires sur le potentiel du Dévonien et sur la partie analysée. La figure 117 montre les courbes *commerciale* et *économique* du demi-cycle. La figure 118 illustre la sensibilité *commerciale* et *économique* des ressources rentables au taux de succès, pour un prix de 94 $/m^3 (15 $/baril).

TABLEAU 81

SOMMAIRE DU DÉVONIEN

Réserves prouvées	**1318 x 10^6 m^3**
Potentiel récupérable moyen	**315 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**28**

FRACTION SUJETTE À ANALYSE

Potentiel récupérable moyen	**274 x 10^6 m^3**
Nombre de zones pétrolières	**19**
Nombre de gisements	
Découverts	**936**
Non découverts	**1081**
TOTAL	**2017**

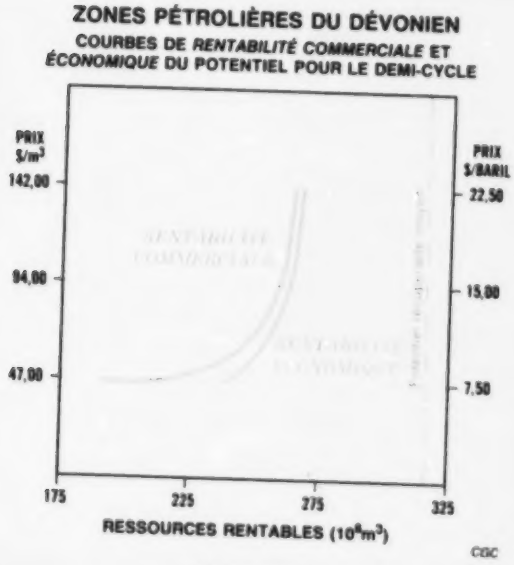


Figure 117

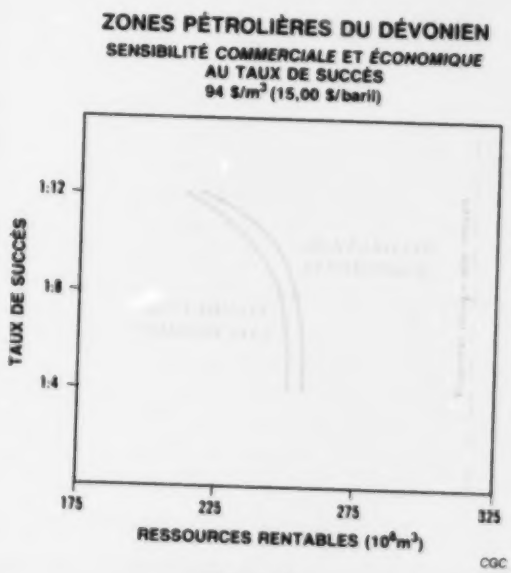


Figure 118

CONCLUSIONS DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

Les conclusions qui suivent doivent être placées dans une perspective à long terme. Une ressource dont on estime qu'elle sera rentable à long terme peut, pour plusieurs raisons, ne pas générer de profit à court terme. Par exemple, l'industrie peut estimer que les gisements non découverts ne sont pas assez importants ou assez nombreux pour justifier la poursuite de l'exploration. Le financement ou les ressources d'autofinancement peuvent ne pas suffire aux investissements nécessaires. Il peut par conséquent être plus rentable de mettre en valeur d'autres ressources.

Les conclusions 1 à 8 sont fondées sur un prix du pétrole de 142 \$ m^3 (22,50 \$/baril).

1. Pour l'ensemble de la région de l'Ouest canadien, en supposant un taux de succès de 1:8, 70 % du potentiel total (à un niveau de probabilité médian) est *commercialement* viable à long terme. Si l'on ne tient pas compte des coûts d'exploration, 85 % du potentiel total est *commercialement* viable. Si l'on tient compte du coût des forages d'exploration, 757 gisements seraient rentables. Ce nombre passerait à 2049 si l'on ne tenait pas compte des coûts d'exploration. Le tableau 74 ventile cette information par période géologique.

2. Dans un contexte public ou *économique*, 76 % du potentiel total est viable en supposant un taux de succès de 1:8. Si l'on ne tient pas compte des coûts d'exploration, ce pourcentage augmente à 85 %. Le potentiel rentable est réparti dans 980 et 2046 gisements respectivement. Le tableau 75 ventile cette information par période géologique.

3. Une augmentation à 1:4 (+ 50 %) du taux de succès entraîne des hausses approximatives de la viabilité de 4 % sur le plan *économique* et de 7 % sur le plan *commercial*. Une diminution du taux de succès à 1:12 (– 50 %) entraîne des baisses approximatives de la viabilité de 11 et 21 % respectivement sur les plans *économique* et *commercial*.

4. La majeure partie du potentiel rentable se trouve dans le Dévonien, le Carbonifère et le Crétacé.

5. Le seuil *économique* est voisin du seuil *commercial* dans les gisements de cinq des six périodes géologiques. Le Trias, avec beaucoup plus de potentiel rentable *économiquement* que *commercialement*, constitue l'exception. Les gisements de cette période représentent toutefois moins de 5 % du potentiel.

6. Le pourcentage de ressources rentables varie sensiblement entre les périodes géologiques, oscillant entre 25 et 81 % dans l'analyse du cycle complet marginal et entre 58 et 95 % dans l'analyse du demi-cycle.

7. Il y aurait 980 gisements *économiquement* viables et 757 gisements *commercialement* viables. Si le seuil *commercial* était le même que le seuil *économique*, 6 % de cibles d'exploration de plus deviendraient *commercialement* viables (ce qui correspond à un potentiel de 31,5 x 10^6 m^3. Les seuils *commercial* et *économique* du demi-cycle sont pratiquement identiques.

8. Même s'il y a relativement peu de différence (6 %) entre le potentiel du cycle complet marginal sur le plan *économique* et *commercial*, la différence dans le nombre de gisements est importante (29 %).

9. Le potentiel rentable total du demi-cycle, provenant principalement des gisements du Dévonien, du Carbonifère et du Crétacé, est assez élastique par rapport aux prix situés entre 47 et 94 \$/m^3 (7,50 et 15 \$/baril) et devient rapidement moins élastique par rapport aux prix situés entre 94 et 142 \$/m^3 (15 et 22,50 \$/baril). De la même façon, la proportion estimée dans le cas de l'analyse du cycle complet marginal n'est pas tellement élastique par rapport aux prix situés entre 94 et 142 \$/m^3.

BIBLIOGRAPHIE

Aitken, J.D.
1966 : Middle Cambrian to Middle Ordovician cyclic sedimentation, southern Rocky Mountains of Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 14, pp. 405-441.

Alberta Society of Petroleum Geologists
1960 : **Oil Fields of Alberta, A Reference Volume**; Alberta Society of Petroleum Geologists, 272 p.

Andrichuk, J.M.
1958a : Cooking Lake and Duvernay (Late Devonian) sedimentation in Edmonton area of central Alberta, Canada; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 42, pp. 2189-2222.

1958b : Stratigraphy and facies analysis of Upper Devonian reefs in Leduc, Stettler, and Redwater areas, Alberta; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 42, pp. 1-93.

Armitage, J.H.
1962 : Triassic oil and gas occurrences in northeastern British Columbia, Canada; **Journal of Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 10, pp. 35-56.

Aukes, P.G. et Webb, T.K.
1986 : Triassic Spirit River Pool, Northwestern Alberta; in : **1986 Core Conference**, Calgary, Alberta, Canada, N.C. Meijer Drees (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 3.1-3.34.

Aulstead, K.L. et Spencer, R.J.
1985 : Diagenesis of the Keg River Formation, northwestern Alberta: fluid inclusion evidence; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 33, pp. 167-183.

Bailey, N.J.L., Evans, C.R. et Milner, C.W.D.
1974 : Applying petroleum geochemistry to search for oil: examples from Western Canada Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 58, pp. 2284-2294.

Barchyn, D.
1982 : **Geology and Hydrocarbon potential of the lower Amaranth Formation Waskada-Pierson area, southwestern Manitoba**; Ministère de l'Énergie et des Mines du Manitoba, Rapport géologique, GR82-6, 30 p.

1984 : The Waskada lower Amaranth (Spearfish) oil pool, southwestern Manitoba: a model for Spearfish exploration in Saskatchewan; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.), Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 103-111.

Barclay, J.E. et Leckie, D.A.
1986 : Tidal Inlet Reservoirs of the Triassic Halfway Formation, Wembley, Alberta; in : **1986 Core Conference**, Calgary, Alberta, N.C. Meijer Drees (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 4.1-4.6.

Barss, D.L., Best, E.W. et Meyer, N.
1964 : Chapitre 9 : Triassic; in : **Geological History of Western Canada**, R.G. McCrossan et R.P. Glaister (rév.); Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, pp. 113-136.

Barss, D.L., Copland, A.B. et Ritchie, W.D.
1970 : Geology of Middle Devonian reefs, Rainbow area, Alberta, Canada; in : **Geology of Giant Petroleum Fields**, M.T. Halbouty (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 14, pp. 18-49.

Barss, D.L. et Montandon, F.A.
1981 : Sukunka-Bullmoose gas fields: models for a developing trend in the southern Foothills of northeast British Columbia; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 29, pp. 293-333.

Belyea, H.R.
1964 : Upper Devonian, Part II-Woodbend, Winterburn, and Wabamun Groups; in : **Geological History of Western Canada**, R.G. McCrossan et R.P. Glaister (rév.); Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta.

Berg, C.A.
1956 : Virden — Roselea and North Virden fields, Manitoba; in : **Proceedings of the First International Williston Basin Symposium**, Bismarck, 1956; North Dakota Geological Society — Saskatchewan Geological Society, pp. 84-93.

Bever, J.M. et McIlreath, I.A.
1984 : Stratigraphy and reservoir development of shoaling-upward sequences in the Upper Triassic (Carnian) Baldonnel Formation, northeastern British Columbia; Rés. in : **Exploration Update '84, Interaction for success through the 80's, Program and Abstracts**, Canadian Society of Petroleum Geologists et Canadian Society of Exploration Geophysicists, Calgary, Alberta, Canada, p. 147.

Brooks, P.W., Osadetz, K.G. et Snowdon, L.R.
1987 : Origin of compositional differences amongst oils from the Hummingbird Field (Paleozoic), southeast Saskatchewan; in : **Recherche en cours**, partie A. Commission géologique du Canada, Étude 87-1A, pp. 331-336.

Caldwell, W.G.E.
1984 : Early Cretaceous transgressions and regressions in the southern interior plains; in : **The Mesozoic of Middle North America**; D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 173-203.

Cant, D.
1986 : Hydrocarbon Trapping in the Halfway Formation (Triassic), Wembley Field, Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 34, pp. 329-338.

Cheshire, S.G. et Keith, J.W.
1977 : Meekwap Field — a Nisku Shelf edge reservoir; in : The Geology of selected carbonate oil, gas, and lead-zinc reservoirs in western Canada, I.A. McIreath et R.D. Harrison (rév.); **5th Core Conference Guidebook**, Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 107-108.

Christopher, J.E.
1964 : **The Middle Jurassic Shaunavon Formation of southwestern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 95, 95 p.

1974 : **The Upper Jurassic Vanguard and Lower Cretaceous Mannville Groups of southwestern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 151, 349 p.

1984 : Depositional patterns and oil field trends in the lower Mesozoic of the Northern Williston Basin, Canada; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 83-102.

Clark, D.R.
1961 : Primary structures of the Halfway Sand in the Milligan Creek oilfields, British Columbia; **Journal of Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 9, pp. 109-130.

Davies, E.H. et Poulton, T.P.
1986 : Upper Jurassic dinoflagellate cysts from strata of northeastern British Columbia; in : **Recherche en cours**, partie B, Commission géologique du Canada, Étude 86-1B, pp. 519-537.

De Mille, G., Shouldice, J.R. et Nelson, H.W.
1964 : Collapse structures related to evaporites of the Prairie Formation, Saskatchewan; **Geological Society of America Bulletin**, v. 75, pp. 307-316.

Deroo, G., Powell, T.G., Tissot, B. et McCrossan, R.G.
1977 : **The origin and migration of petroleum in the Western Canadian Sedimentary Basin, Alberta — a geochemical and thermal maturation study**; Commission géologique du Canada, Bulletin 262, 136 p.

Dow, W.G.
1974 : Application of oil-correlation and source-rock data to exploration in Williston Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 58, pp. 1253-1262.

Dunham, J.B., Crawford, G.A. et Panasiuk, W.
1983 : Sedimentology of the Slave Point Formation (Devonian) at Slave Field, Lubicon Lake, Alberta; in : Carbonate buildups - a core workshop, P.M. Harris (rév.); **Core Workshop n° 4**, Society of Economic Mineralogists and Paleontologists, pp. 73-111.

Dunn, C.E.
1982 : **Geology of the Middle Devonian Dawson Bay Formation in the Saskatoon Potash Mining District**, Saskatchewan; Énergie et Mines de la Saskatchewan, Rapport 194, 117 p.

Eisbacher, G.H., Carrigy, M.A. et Campbell, R.B.
1974 : Paleodrainage pattern and late-orogenic basins of the Canadian Cordillera; in : **Tectonics and Sedimentation**, W.R. Dickinson (rév.); Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Publication spéciale n° 22, pp. 143-166.

Edie, R.W.
1958 : Mississippian sedimentation and oil fields in southeastern Saskatchewan; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 42, pp. 94-126.

Eliuk, L.S.
1984 : A hypothesis for the origin of hydrogen sulphide in Devonian Crossfield dolomite, Wabamun Formation, Alberta, Canada; in : **Carbonates in Subsurface and Outcrop, Core Conference**, L.S. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists.

Énergie et Mines de la Saskatchewan
1983 : **Reservoir annual**; Petroleum and Natural Gas Division, Énergie et Mines de la Saskatchewan, Regina, Saskatchewan.

1985 : **Reservoir annual**; Petroleum and Natural Gas Division, Énergie et Mines de la Saskatchewan, Regina, Saskatchewan.

Énergie et Mines du Manitoba
1983 : **Manitoba's designated oil pools**; Petroleum Division; Énergie et Mines du Manitoba, Winnipeg, Manitoba.

1985 : **Manitoba's designated oil pools**; Petroleum Division; Énergie et Mines du Manitoba, Winnipeg, Manitoba.

Evans, W.E.
1970 : Imbricate linear sandstone bodies of Viking Formation in Dodsland-Hoosier area of southwestern Saskatchewan, Canada; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 54, pp. 469-486.

Fischbuch, N.R.
1968 : Stratigraphy, Devonian Swan Hills reef complexes of central Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 16, pp. 444-556.

1975 : Stratigraphy, Devonian Swan Hills reef complexes of central Alberta; in : **Devonian Reef Complexes of Canada 1**; Canadian Society of Petroleum Geologists, Reprint Series 1, pp. 75-188.

Fitzgerald, E.L. et Peterson, D.J.
1967 : Inga Oil Field, British Columbia; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 15, pp. 65-81.

Fuller, J.G.C.M.
1956 : **Mississippian rocks and oilfields in southeastern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 19, 72 p.

Fulton, H.B.
1966 : **Triassic Halfway Formation Isopach, Peejay — Beatton River Area, Northeastern British Columbia**; The Government of the Province of British Columbia, Department of Mines and Petroleum Resources, Map and Notes, 1 p.

Fuzesy, L.M.
1960 : **Correlation and subcrops of the Mississippian strata in southeastern and south-central Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 51, 63 p.

Gendzwill, D.J.
1978 : Winnipegosis mounds and Prairie Evaporite Formation of Saskatchewan: seismic study; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 62, pp. 73-86.

Gibson, D.W.
1975 : **Triassic rocks of the Rocky Mountain Foothills and Front Ranges of northeastern British Columbia and west-central Alberta**; Commission géologique du Canada, Bulletin 247, 61 p.

Grayston, L.D., Sherwin, D.F. et Allan, J.F.
1964 : Chapitre 5 : Middle Devonian; in : **Geological History of Western Canada**, R.G. McCrossan et R.P. Glaister (rév.); Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, pp. 113-136.

Gutschick, R.C., Sandberg, C.A. et Sando, W.J.
1980 : Mississippian shelf margin and carbonate platform from Montana to Nevada; in : **Paleozoic paleogeography of the west-central United States, Rocky Mountain Paleogeography Symposium 1, Rocky Mountain Section**, T.D. Fouch et E.R. Magathan (rév.); Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, pp. 111-128.

Halbertsma, H.L.
1959 : Nomenclature of the Upper Carboniferous and Permian strata in the subsurface of the Peace River area; **Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 7, pp. 108-118.

Halton, E.
1983 : Wembley Field - facies variations in Halfway Formation; in : **Annual Core and Field Sample Conference**, Calgary, Alberta, Canada, F.A. Stoakes (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 9.

Hamke, J.R., Marchant, L.C. et Cupps, C.Q.
1966 : **Oilfields in the Williston Basin in Montana, North Dakota, and South Dakota**; United States Department of the Interior, Bureau of Mines, Bulletin 629, 487 p.

Hartling, A., Brewester, A. et Posehn, G.
1982 : The geology and hydrocarbon trapping mechanisms of the Mississippian Oungre Zone (Ratcliffe Beds) of the Williston Basin; in : **Proceedings of the Fourth International Williston Basin Symposium, Regina 1982**, J.E. Christopher et J. Kaldi (rév.); Saskatchewan Geological Society - North Dakota Geological Society, pp. 217-223.

Hayes, B.J.R.
1983 : Stratigraphy and petroleum potential of the Swift Formation (Upper Jurassic), southern Alberta and north-central Montana; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 31, pp. 37-52.

Henderson, C.M., Bamber, E.W., Higgins, A.C., Richards, B.C. et McGugan,A.
Permian; in : Sedimentary cover of the North American Craton, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada, v. 6, chap. 4E (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Hopkins, J.C.
1981 : Sedimentology of quartzose sandstones of Lower Mannville and associated units, Medicine River area, central Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 29, pp. 12-41.

Jackson, P.C.
1984 : Paleogeography of the Lower Cretaceous Mannville Group of Western Canada; in : **Elmworth-Case Study of a Deep Basin Gas Trap**, J.A. Masters (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 38, pp. 49-78.

Jansa, L.F. et Fischbuch, N.
1974 : **Evolution of a Middle and Upper Devonian sequence from a clastic Coastal Plain — deltaic complex into overlying carbonate reef complex and banks, Sturgeon-Mitsue area, Alberta**; Commission géologique du Canada, Bulletin 234, 105 p.

Kaldi, J.
1982 : Reservoir properties, depositional environments and diagenesis of the Mississipian Midale beds, Midale field, southeastern Saskatchewan, **Proceedings of the Fourth International Williston Basin Symposium, Regina, 1982**, J.E. Christopher et J. Kaldi (rév.); Saskatchewan Geological Society — North Dakota Geological Society, pp. 211-216.

Kanasewich, E.R., Clowes, R.M. et McClougham, C.H.
1969 : A buried Precambrian rift in western Canada; **Tectonophysics**, v. 8, pp. 513-527.

Kaufmann, E.G.
1969 : Cretaceous marine cycles of the Western Interior; **Mountain Geologist**, v. 6, pp. 227-245.

Kendall, A.C.
1976 : **The Ordovician carbonate succession (Bighorn Group) of southeastern Saskatchewan**; Department of Mineral Resources, Saskatchewan Geological Survey, Rapport 180, 185 p.

Kent, D.M.
1984 : Depositional setting of Mississippian strata in southeastern Saskatchewan: a conceptual model for hydrocarbon accumulation; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 19-30.

Klovan, J.E.
1964 : Facies analysis of the Redwater reef complex, Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 12, pp. 1-100.

1974 : Development of some western Canadian reefs and comparison with holocene analogues; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 58, pp. 787-799.

Kramers, J.W. et Lerbekmo, J.E.
1967 : Petrology and mineralogy of Watt Mountain Formation, Mitsue-Nipisi area, Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 15, pp. 346-378.

Krebs, W. et Macqueen, R.
1984 : Sequence of diagenetic and mineralization events, Pine Point lead-zinc property, Northwest Territories, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 32, pp. 434-464.

Lackie, J.H.
1958 : Subsurface Jurassic of the Peace River area; in : Jurassic and Carboniferous of western Canada - a symposium, A.J. Goodman (rév.); **John Andrew Allan Memorial Volume**, American Association of Petroleum Geologists, pp. 85-97.

Lane, D.M.
1964 : **Souris River Formation in southern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 92, 72 p.

Langton, J.R. et Chin, G.E.
1968 : Rainbow member facies and related reservoir properties, Rainbow Lake, Alberta; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 52, pp. 1925-1955.

Lavoie, D.H.
1958 : The Peace River Arch during Mississippian and Permo-Pennsylvanian Time; **Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 6, pp. 69-73.

Lee, P.J. et Wang, P.C.C.
1983 : Probabilistic formulation of a method for the evaluation of petroleum resources; **Journal of the International Society for Mathematical Geology**, v. 15, pp. 163-181.

1984 : PRIMES: a petroleum resources information management and evaluation system; **Oil and Gas Journal**, v. 82, pp. 204-206.

1985 : Prediction of oil or gas pool sizes when discovery record is available; **Journal of the Society for Mathematical Geology**, v. 17, pp. 95-113.

1986 : Evaluation of petroleum resources from pool size distributions; in : **Oil and Gas Assessment — Methods and Applications**, D.D. Rice, (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, n° 21, pp. 33-42.

Longman, M.W.
1981 : **Carbonate diagenesis as a control on stratigraphic traps (with examples from the Williston Basin)**; American Association of Petroleum Geologists, Education Course Note Series, n° 21, 159 p.

Machel, H.G.
1984 : Facies and dolomitization of the Devonian Nisku Formation in the Brazeau, Pembina, and Bigoray areas, Alberta, Canada; in : **Carbonates in Subsurface and Outcrop, Core Conference**, L.S. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 191-224.

1985 : **Facies and diagenesis of the Upper Devonian Nisku Formation in the subsurface of central Alberta**; thèse de doctorat, Université McGill.

Marion, D.J.
1984 : The Middle Jurassic Rock Creek Member and associated units in the subsurface of west-central Alberta; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 319-344.

Masters, J.A.
1984a : Lower Cretaceous oil and gas in Western Canada; in : **Elmworth-Case Study of a Deep Basin Gas Field**, J.A. Masters (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 38, pp. 1-34.

Masters, J.A. (rév.)
1984b : **Elmworth-Case Study of Deep Basin Gas Field**; American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 38, 316 p.

McCabe, H.R.
1963 : **Mississippian oil fields of southwestern Manitoba**; Ministère des Mines et des Ressources naturelles du Manitoba, Publication 60-5, 50 p.

McCamis, J.G. et Griffith, L.S.
1967 : Middle Devonian facies relationships, Zama area, Alberta; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 15, pp. 434-467.

McLean, J.R.
1985 : Sedimentological Modelling for Enhanced Oil Recovery Prospects: An example for the Manyberries Q Pool, southeastern Alberta, Rés.; in : **Energy Challenges and Opportunities, Program and Abstracts**, Petroleum Society of CIM and Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, p. 37.

Meijer Drees, N.C.
1986 : **Evaporitic deposits of Western Canada**; Commission géologique du Canada, Étude 85-20, 118 p.

Metherell, R.G.
1966 : Kaybob South Field, Twps 61, 62 and 63, Rges 19, 20, 21 W.5.M. (Spray River Formation); in : **Oil Fields of Alberta Supplement**; Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, Canada, pp. 59-60.

Miall, A.D.
1976 : The Triassic sediments of Sturgeon Lake South and surrounding areas; in : **The Sedimentology of selected clastic oil and gas reservoirs in Alberta**, M. Lerand (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, Canada, pp. 25-93.

Miller, E.G.
1964 : Parkman Field; in : **Proceedings of the Third International Williston Basin Symposium, Regina 1964**; Saskatchewan Geological Society — North Dakota Geological Society — Billings Geological Society, pp. 204-214.

Moore, P.F.
Devonian; in : Sedimentary cover of the North American Craton: Canada, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada, v. 6, chap. 40 (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Mountjoy, E.W.
1980 : Some questions about the development of Upper Devonian carbonate buildups (reefs), Western Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 28, pp. 315-344.

Naqvi, I.H.
1972 : The Belloy Formation (Permian), Peace River Arch area, northern Alberta and northeastern British Columbia; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 20, pp. 58-88.

Nesbitt, J.
1958 : Steelman Field southeastern Saskatchewan; in : **Proceedings of the Second International Williston Basin Symposium, Regina, 1958**; Saskatchewan Geological Society — North Dakota Geological Society, pp. 94-99.

Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta
1984 : **Alberta's reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids, and sulphur, at December 31, 1983**; Office de conservation des ressources énergétiques, Calgary, Alberta.

1986 : **Alberta's reserves of crude oil, oil sands, gas, natural gas liquids, and sulphur, at December 31, 1985**; Office de conservation des ressources énergétiques, Calgary, Alberta.

Osadetz, K.G. et Snowdon, L.R.
1986 : Petroleum source rock reconnaissance of southern Saskatchewan; in : **Recherche en cours**, partie A, Commission géologique du Canada, Étude 86-1A, p. 609-617.

Parker, E.R.
1956 : Stratigraphy of the Charles Unit in the Midale field, Saskatchewan; in : **Proceedings of the First International Williston Basin Symposium, Bismarck, 1956**; North Dakota Geological Society — Saskatchewan Geological Society, pp. 76-78.

Personnel d'exploration, Chevron Standard Limited
1979 : The geology, geophysics, and significance of the Nisku reef discoveries, West Pembina area, Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 27, pp. 326-359.

Porter, J.W., Price, R.A. et McCrossan, R.G.
1982 : The Western Canada sedimentary basin; in : The Evaluation of Sedimentary Basins; **Philosophical Transactions of the Royal Society of London**, A 305, n° 1489, pp. 169-193.

Poulton, T.P.
1984 : The Jurassic of the Canadian Western Interior, from 49°N, Latitude to Beaufort Sea; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 15-41.

Jurassic; in : Sedimentary cover of the North American Craton: Canada, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada, v. 6, chap. 4H (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Province de la Colombie-Britannique
1983 : **Hydrocarbon and by-product reserves in British Columbia**; Petroleum Resources Division; Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Victoria, Colombie-Britannique.

1985 : **Hydrocarbon and by-product reserves in British Columbia**; Petroleum Resources Division; Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Victoria, Colombie-Britannique.

Pugh, D.C.
1973 : **Subsurface Lower Paleozoic stratigraphy in northern and central Alberta**; Commission géologique du Canada, Étude 72-12, 54 p.

Rall, R.D.
1980 : **Stratigraphy, sedimentology and paleotopography of the Lower Jurassic in the Gilby-Medicine River Fields, Alberta**; Thèse de maîtrise non publ., Université de Calgary, Calgary, Alberta.

Rice, D.D. (rév.)
1986 : **Oil and gas assessment — methods and applications**; American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, n° 21, 267 p.

Richards, B.C., Bamber, E.W., Higgins, A.C. et Utting, J.
Carboniferous; in : Sedimentary cover of the North American craton: Canada, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada, v. 6, chap. 4E (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Rottenfusser, D.D. et Oliver, T.A.
1977 : Depositional environment and petrology of the Gilwood Member north of the Peace River Arch; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 25, pp. 907-928.

Roy, K.J.
1968 : **Stratigraphic analysis and environmental reconstruction of the Boundary Member of the Charlie Lake Formation (Triassic), northeastern British Columbia, Canada**; Thèse de doctorat non publ., Northwestern University, Evanston, Illinois, É.-U., 180 p.

1972 : The Boundary Member: A buried erosional remnant of Triassic age in northeastern British Columbia; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 20, pp. 27-57.

Roy, K.J., Procter, R.M. et McCrossan, R.G.
1975 : Hydrocarbon assessment using subjective probability: probability methods in oil exploration; **American Association of Petroleum Geologists, Research Symposium, Stanford, August 1975**, pp. 56-60.

Sawatzky, H.B.
1972 : Viewfield — a producing fossil crater?; **Journal of Canadian Society of Exploration Geophysicists**, v. 8, pp. 22-40.

1975 : Astroblemes in the Williston Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 59, pp. 694-710.

Schmidt, V., McIlreath, I.A. et Budwill, A.E.
1985 : Origin and diagenesis of Middle Devonian pinnacle reefs encased in evaporites, "A" and "E" pools, Rainbow Field, Alberta; in : **Carbonate Petroleum Reservoirs**, P.O. Roehl et P.W. Choquette (rév.); Springer-Verlag, New York, pp. 143-160.

Shawa, M.S.
1969 : Sedimentary history of the Gilwood sandstone (Devonian), Utikuma Lake area, Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 17, pp. 392-409.

Sheasby, N.M.
1971 : Depositional patterns of the Upper Devonian — Waterways Formation, Swan Hills area; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 19, pp. 377-404.

Shell Oil Company
1956 : Sturgeon Lake South-Triassic Oil; **Canadian Oil and Gas Industries**, v. 9, n° 7, pp. 51-57.

Sikabonyi, L.A. et Rodgers, W.J.
1959 : Paleozoic tectonics and sedimentation in the northern half of the West Canadian Basin; **Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 7, pp. 193-216.

Simpson, F.
1982 : **Sedimentology, Paleoecology and Economic Geology of Lower Colorado (Cretaceous) Strata of west-central Saskatchewan**; Énergie et Mines de la Saskatchewan, Rapport 150, 183 p.

Sloss, L.L.
1963 : Sequences in the cratonic interior of North America; **Geological Society of America Bulletin**, v. 74, pp. 93-113.

Smith, D.G. et Pullen, J.R.
1967 : Hummingbird structure of southeast Saskatchewan; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 15, pp. 468-482.

Smith, D.L.
1982 : Waulsortian bioherms in the Paine Member of the Lodgepole Limestone, Kinderhookian of Montana, U.S.A.; in : **Symposium on the paleoenvironmental setting and distribution of the Waulsortian facies**, K. Bolton, H.R. Lane et D.V. LeMone (rév.); El Paso Geological Society and University of Texas at El Paso, El Paso, Texas, pp. 51-64.

Smith, S.R.
1980 : **Petroleum Geology of the Mississippian Midale Beds, Benson oil field, southeastern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 215, 98 p.

Springer, G.D., MacDonald, W.D. et Crockford, M.B.B.
1964 : Jurassic; in : R.G. McCrossan et R.P. Glaister (rév.); **Geological History of Western Canada**, Chapter 10, Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary.

Sproule, J.C. et Boggs, O.D.
1956 : Sturgeon Lake — Geology and Reserves; **Canadian Oil and Gas Industries**, v. 9, n° 7, pp. 45-50.

Stoakes, F.A.
1980 : Nature and control of shale basin fill and its effect on reef growth and termination: Upper Devonian Duvernay and Ireton Formations of Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 28, pp. 345-410.

Stoakes, F.A. et Creaney, S.
1984 : Sedimentology of a carbonate source rock: the Duvernay Formation of central Alberta; in : **Carbonates in subsurface and outcrop, Core Conference**, L.S. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 132-147.

Stott, D.F.
1984 : Cretaceous sequences of the foothills of the Canadian Rocky Mountains; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 85-107.

Stott, D.F. et Glass, D.J. (rév)
1984 : **The Mesozoic of Middle North America**; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, p. 573.

Stott, D.F., Caldwell, W.G.E., Cant, D.J., Christopher, J.E., Dixon, J., Koster, E.H., McNeil, D. et Simpson, F.
Cretaceous; in : Sedimentary cover of the North American craton: Canada, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada, v. 6, chap. 4I (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Stronach, N.J.
1984 : Depositional Environments and Cycles in the Jurassic Fernie Formation, Southern Canadian Rocky Mountains; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 43-67.

Vail, P.R., Mitchum, R.M. Jr. et Thompson, S. III
1977 : Seismic stratigraphy and global changes of sea-level, Part 4: Global cycles of relative changes of sea-level; in : **Seismic stratigraphy, applications to hydrocarbon exploration**, C.E.Payton (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 26, pp. 83-97.

Viau, C.A.
1983 : Depositional sequences, facies and evolution of the Upper Devonian Swan Hills buildup, central Alberta, Canada; in : **Carbonate Buildups — a core workshop**, P.M. Harris (rév.); Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Core Workshop n° 4, pp. 112-143.

Viau, C.A. et Oldershaw, A.E.
1984 : Structural controls on sedimentation and dolomite cementation in the Swan Hills Formation, Swan Hills Field, Central Alberta; in : **Carbonates in subsurface and outcrop**, L. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geology, pp. 103-131.

Walker, R.G.
1985 : Cardium Formation at Ricinus Field, Alberta: a channel cut and filled by turbidity currents in Cretaceous Western Interior Seaway; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 69, pp. 1963-1981.

Wallace-Dudley, K.E.
1982 : **Oil Pools of Western Canada**; Commission géologique du Canada, Carte 1559A.

Walls, R.A.
1983 : Golden Spike reef complex, Alberta; in : **Carbonate depositional environments**, P.A. Scholle, D.G. Bebout et C.M. Moore (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 33, pp. 445-453.

Wardlaw, N.C. et Reinson, G.E.
1971 : Carbonate and evaporite deposition and diagenesis, Middle Devonian Winnipegosis and Prairie Evaporite Formations of south central Saskatchewan; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 55, pp. 1759-1786.

Wegelin, A.
1984 : Geology and Reservoir properties of the Weyburn Field, southeastern Saskatchewan; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 71-82.

Weinzapfel, A.C. et Neese, D.C.
1986 : Gooseneck field, northern Williston Basin; **Oil and Gas Journal**, v. 84, n° 42, pp. 72-74.

Wendte, J.C. et Stoakes, F.A.
1982 : Evolution and corresponding porosity distribution of the Judy Creek reef complex, Upper Devonian, central Alberta; in : **Canada's giant hydrocarbon reservoirs, Core Conference**, W.G. Cutler (rév.); Canadian Society of Petroleum Geology — American Association of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, pp. 63-81.

White, D.A. et Gehman, H.M.
1979 : Methods of estimating oil and gas resources; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 63, pp. 2183-2292.

Williams, J.A.
1974 : Characterization of oil types in Williston Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 58, pp. 1243-1252.

Wilson, N.
1984 : The Winnipegosis Formation of south central Saskatchewan; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 13-17.

Roy, K.J., Procter, R.M. et McCrossan, R.G.
1975 : Hydrocarbon assessment using subjective probability: probability methods in oil exploration; **American Association of Petroleum Geologists, Research Symposium, Stanford, August 1975**, pp. 56-60.

Sawatzky, H.B.
1972 : Viewfield — a producing fossil crater?; **Journal of Canadian Society of Exploration Geophysicists**, v. 8, pp. 22-40.

1975 : Astroblemes in the Williston Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 59, pp. 694-710.

Schmidt, V., McIlreath, I.A. et Budwill, A.E.
1985 : Origin and diagenesis of Middle Devonian pinnacle reefs encased in evaporites, "A" and "E" pools, Rainbow Field, Alberta; in : **Carbonate Petroleum Reservoirs**, P.O. Roehl et P.W. Choquette (rév.); Springer-Verlag, New York, pp. 143-160.

Shawa, M.S.
1969 : Sedimentary history of the Gilwood sandstone (Devonian), Utikuma Lake area, Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 17, pp. 392-409.

Sheasby, N.M.
1971 : Depositional patterns of the Upper Devonian — Waterways Formation, Swan Hills area; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 19, pp. 377-404.

Shell Oil Company
1956 : Sturgeon Lake South-Triassic Oil; **Canadian Oil and Gas Industries**, v. 9, n° 7, pp. 51-57.

Sikabonyi, L.A. et Rodgers, W.J.
1959 : Paleozoic tectonics and sedimentation in the northern half of the West Canadian Basin; **Journal of the Alberta Society of Petroleum Geologists**, v. 7, pp. 193-216.

Simpson, F.
1982 : **Sedimentology, Paleoecology and Economic Geology of Lower Colorado (Cretaceous) Strata of west-central Saskatchewan**; Énergie et Mines de la Saskatchewan, Rapport 150, 183 p.

Sloss, L.L.
1963 : Sequences in the cratonic interior of North America; **Geological Society of America Bulletin**, v. 74, pp. 93-113.

Smith, D.G. et Pullen, J.R.
1967 : Hummingbird structure of southeast Saskatchewan; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 15, pp. 468-482.

Smith, D.L.
1982 : Waulsortian bioherms in the Paine Member of the Lodgepole Limestone, Kinderhookian of Montana, U.S.A.; in : **Symposium on the paleoenvironmental setting and distribution of the Waulsortian facies**, K. Bolton, H.R. Lane et D.V. LeMone (rév.); El Paso Geological Society and University of Texas at El Paso, El Paso, Texas, pp. 51-64.

Smith, S.R.
1980 : **Petroleum Geology of the Mississippian Midale Beds, Benson oil field, southeastern Saskatchewan**; Saskatchewan Department of Mineral Resources, Rapport 215, 98 p.

Springer, G.D., MacDonald, W.D. et Crockford, M.B.B.
1964 : Jurassic; in : R.G. McCrossan et R.P. Glaister (rév.); **Geological History of Western Canada**, Chapter 10, Alberta Society of Petroleum Geologists, Calgary.

Sproule, J.C. et Boggs, O.D.
1956 : Sturgeon Lake — Geology and Reserves; **Canadian Oil and Gas Industries**, v. 9, n° 7, pp. 45-50.

Stoakes, F.A.
1980 : Nature and control of shale basin fill and its effect on reef growth and termination: Upper Devonian Duvernay and Ireton Formations of Alberta, Canada; **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 28, pp. 345-410.

Stoakes, F.A. et Creaney, S.
1984 : Sedimentology of a carbonate source rock: the Duvernay Formation of central Alberta; in : **Carbonates in subsurface and outcrop, Core Conference**, L.S. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 132-147.

Stott, D.F.
1984 : Cretaceous sequences of the foothills of the Canadian Rocky Mountains; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 85-107.

Stott, D.F. et Glass, D.J. (rév)
1984 : **The Mesozoic of Middle North America**; Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, p. 573.

Stott, D.F., Caldwell, W.G.E., Cant, D.J., Christopher, J.E., Dixon, J., Koster, E.H., McNeil, D. et Simpson, F.
Cretaceous; in : Sedimentary cover of the North American craton: Canada, D.F. Stott et J.D. Aitken (rév.); **Décennie de la géologie nord-américaine**, Commission géologique du Canada,v. 6, chap. 4I (aussi **Decade of North American Geology**, Geological Society of America, v. D-1), sous presse.

Stronach, N.J.
1984 : Depositional Environments and Cycles in the Jurassic Fernie Formation, Southern Canadian Rocky Mountains; in : **The Mesozoic of Middle North America**, D.F. Stott et D.J. Glass (rév.); Canadian Society of Petroleum Geologists, Mémoire 9, pp. 43-67.

Vail, P.R., Mitchum, R.M. Jr. et Thompson, S. III
1977 : Seismic stratigraphy and global changes of sea-level, Part 4: Global cycles of relative changes of sea-level; in : **Seismic stratigraphy, applications to hydrocarbon exploration**, C.E.Payton (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 26, pp. 83-97.

Viau, C.A.
1983 : Depositional sequences, facies and evolution of the Upper Devonian Swan Hills buildup, central Alberta, Canada; in : **Carbonate Buildups — a core workshop**, P.M. Harris (rév.); Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Core Workshop n° 4, pp. 112-143.

Viau, C.A. et Oldershaw, A.E.
1984 : Structural controls on sedimentation and dolomite cementation in the Swan Hills Formation, Swan Hills Field, Central Alberta; in : **Carbonates in subsurface and outcrop**, L. Eliuk (rév.); Canadian Society of Petroleum Geology, pp. 103-131.

Walker, R.G.
1985 : Cardium Formation at Ricinus Field, Alberta: a channel cut and filled by turbidity currents in Cretaceous Western Interior Seaway; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 69, pp. 1963-1981.

Wallace-Dudley, K.E.
1982 : **Oil Pools of Western Canada**; Commission géologique du Canada, Carte 1559A.

Walls, R.A.
1983 : Golden Spike reef complex, Alberta; in : **Carbonate depositional environments**, P.A. Scholle, D.G. Bebout et C.M. Moore (rév.); American Association of Petroleum Geologists, Mémoire 33, pp. 445-453.

Wardlaw, N.C. et Reinson, G.E.
1971 : Carbonate and evaporite deposition and diagenesis, Middle Devonian Winnipegosis and Prairie Evaporite Formations of south central Saskatchewan; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 55, pp. 1759-1786.

Wegelin, A.
1984 : Geology and Reservoir properties of the Weyburn Field, southeastern Saskatchewan; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 71-82.

Weinzapfel, A.C. et Neese, D.C.
1986 : Gooseneck field, northern Williston Basin; **Oil and Gas Journal**, v. 84, n° 42, pp. 72-74.

Wendte, J.C. et Stoakes, F.A.
1982 : Evolution and corresponding porosity distribution of the Judy Creek reef complex, Upper Devonian, central Alberta; in : **Canada's giant hydrocarbon reservoirs, Core Conference**, W.G. Cutler (rév.); Canadian Society of Petroleum Geology — American Association of Petroleum Geologists, Calgary, Alberta, pp. 63-81.

White, D.A. et Gehman, H.M.
1979 : Methods of estimating oil and gas resources; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 63, pp. 2183-2292.

Williams, J.A.
1974 : Characterization of oil types in Williston Basin; **AAPG Bulletin**, American Association of Petroleum Geologists, v. 58, pp. 1243-1252.

Wilson, N.
1984 : The Winnipegosis Formation of south central Saskatchewan; in : **Oil and Gas in Saskatchewan**, J.A. Lorsong et M.A. Wilson (rév.); Saskatchewan Geological Society, Publication spéciale n° 7, pp. 13-17.